



ANALYSE ECONOMIQUE DE L'INTRODUCTION D'UN SYSTEME DE TARIF D'ACHAT DE L'ENERGIE RENOUVELABLE EN TUNISIE

Préparé pour la Deutsche Gesellschaft für
Internationale Zusammenarbeit (GIZ)

21 février 2013



TABLE DES MATIÈRES

Sommaire	4
PARTIE I: Les options de conception des tarifs d'achat	8
1.0 Introduction.....	9
1.1 Buts de la politique et objectifs énergétiques.....	9
1.2 Éligibilité de la politique	12
1.3 Différenciation des tarifs	16
1.4 Durée de paiement.....	25
1.5 Raccord et obligations de répartition des coûts	27
1.6 Options de stockages et mesures incitatives	30
1.7 Méthode de calcul des tarifs	33
1.8 Ajustement du taux des tarifs d'achat.....	37
1.9 Supervision nationale	42
1.10 Financement/Récupération des coûts	42
1.11 Conclusion	44
PARTIE II: Analyse et calcul des tarifs d'achat	45
2.1 Méthodologie	46
2.2. 'Sensitivity Analysis'	49
2.3 Présentation des tarifs d'achat préliminaires en Tunisie	51
2.4 Dégressivité	56
2.5 Conclusion	62
PARTIE III: récupération des coûts	63
3.1 Introduction.....	64
3.2 Vue d'ensemble des différents modèles de récupération des coûts	64
3.3 Méthodologie	69
3.4 Résultats	76
3.5 Discussion	98
Partie IV: Recommandations de politique	105
4.0 Introduction.....	106
4.1 Critère d'éligibilité	106
4.2 Différenciation par la qualité des ressources	108
4.3 Tarifs nivelés.....	109
4.4 Prime de tarifs d'achat pour certaines technologies.....	110
4.5 Modèle de recouvrement des coûts	111
4.6 Plafonds de capacité.....	113
4.7 Conditions de raccord et de partage des coûts.....	115
4.8 Administration du système de tarifs d'achat	115
4.9 Contenu local.....	116

4.10 Mécanismes de révision et d'ajustement des tarifs d'achat	118
Résumé des recommandations.....	119
Aspect de la conception des tarifs d'achat.....	119
Conclusion	121
Annexe A : Hypothèses et données de coûts de la politique.....	123
Hypothèses	123
Entrées relatives à la capacité en 2030	123
Entrées relatives à la performance des projet	125
Entrées relatives au coûts de production.....	125
Annexe B: Hypothèses et données relatives à l'impact sur les usagers	131
BIBLIOGRAPHIE	132

SOMMAIRE

La Tunisie a adopté des objectifs ambitieux pour la diversification de son secteur électrique : elle vise obtenir 30% de son électricité de sources d'énergies renouvelables (ÉR) d'ici 2030, y inclus l'énergie éolienne, le solaire photovoltaïque, le solaire thermique (CSP), ainsi que la biomasse et le biogaz. Cela soulève à la fois d'énormes opportunités et d'énormes défis.

La Tunisie dépend actuellement du gaz naturel pour environ 95% de sa génération électrique, une forte dépendance qui peut soulever certaines inquiétudes vis-à-vis la sécurité énergétique du pays. Bien que la Tunisie bénéficie également de ses propres gisements de gaz naturel, elle dépend aussi de façon importante de ses voisins. Les énergies renouvelables présentent donc une opportunité afin de réduire la dépendance de la Tunisie sur le gaz naturel, et d'accroître sa sécurité énergétique.

Le pays est doté d'un potentiel considérable en énergies renouvelables, notamment les ressources solaires et éoliennes. Bien que certaines de ces ressources soient déjà exploitées dans certaines régions de la Tunisie (viz. les parcs éoliens à Bizerte et à Sidi Daoud), le potentiel non-exploité, surtout en énergie solaire, demeure vaste. Il ne devrait donc pas y avoir de doute que la stratégie d'obtenir 30% du mix électrique d'énergies renouvelables est techniquement atteignable. Tel que l'explique le rapport de REN21 sur l'avenir de l'énergie renouvelable, *'le futur de l'énergie renouvelable est fondamentalement un choix,'* un choix qui n'est limité ni par la technologie, ni par la disponibilité de l'énergie.¹ Les contraintes demeurent principalement dans les domaines de la politique, des connaissances locales, du financement, et de l'implantation.

C'est dans ce contexte que la Tunisie, en partenariat avec la Deutsche Gesellschaft für Internationale Zusammenarbeit (GIZ), est en train de développer un cadre politique et tarifaire pour accélérer le développement des énergies renouvelables. Les objectifs principaux qui motivent cet effort incluent la sécurité énergétique, la création d'emplois et de nouvelles opportunités économiques, ainsi que la diversification du secteur électrique.

La stratégie actuelle compte se servir de politique de tarifs d'achat ('feed-in tariffs', ou FITs) pour les projets à petite et à moyenne échelle (soit en deçà de 10-15MW) et une politique d'appels d'offres (AO) pour les projets de plus grande envergure.²

1 Renewables Global Futures Report 2013, REN21, p.8, Paris: http://new.ren21.net/Portals/0/REN21_GFR_2013_print.pdf

2 Une stratégie énergétique a déjà été développée qui fournit les données essentielles qui alimentent le rapport actuel, tel que la proportion du mix énergétique qui sera approvisionnée par chaque technologie, et plusieurs autres détails importants.

La première partie du rapport actuel examine les principales options de conception des tarifs d'achat et soulève certaines considérations importantes portant sur leur mise en application en Tunisie. Les tarifs d'achat offrent un accès non-discriminatoire au réseau, un prix transparent, ainsi que des contrats stables et durables aux développeurs de projets d'énergie renouvelables. Ils sont souvent cités comme étant la politique d'énergie renouvelable qui a éprouvé le plus grand succès, étant responsable d'environ 90% du solaire photovoltaïque et environ 50% du développement éolien installé au plan mondial. Cette section est dotée de plusieurs graphiques illustratifs, ainsi que plusieurs courtes études de cas qui fournissent un aperçu de l'application des tarifs d'achat ailleurs au monde. Elle inclut également des considérations qui pourront être utiles pour la Tunisie à l'avenir.

La deuxième partie traite de façon plus spécifique du calcul des tarifs d'achats, soit la méthodologie pour établir des tarifs d'achats. Le but dans une politique de tarifs d'achats bien fondée est d'établir des tarifs sur la base des coûts de génération de chaque technologie et dans la mesure du possible, selon les différentes tailles de projets et en vue de la qualité de la ressource disponible. Cette section inclut un '*sensitivity analysis*' qui évalue l'impact de différentes variables sur le coût final de génération, soit l'impact du rendement des capitaux propres, du facteur de charge, et du coût installé. La section présente ensuite des tarifs provisoires pour la Tunisie, basés sur une analyse exhaustive des divers paramètres, prenant toujours en compte le contexte Tunisien. Ces tarifs sont utilisés dans la section suivante dans l'analyse du coût total et cumulatif de la stratégie énergétique. La deuxième partie traite également de la dégressivité des tarifs, le principe selon lequel le coût de chaque technologie éprouve une réduction graduelle due aux améliorations technologiques et aux économies d'échelle, entre autres. Un différent taux de dégressivité est préconisé pour chaque technologie, en vue de leurs différentes courbes d'expérience.

La troisième partie de l'analyse examine de plus près le coût total et cumulatif de la stratégie énergétique. Afin de comparer différents scénarios, l'étude établit un scénario de base ('business as usual', ou BAU) qui décrit une continuation de la tendance actuelle en Tunisie. Il consiste à une légère augmentation de la capacité éolienne installée (atteignant 359MW en 2030) et une continuation de la dépendance sur le gaz naturel afin d'assouvir à la majorité de la croissance dans la demande électrique d'ici 2030. Ce scénario BAU sert de base à comparaison pour chacun des scénarios examinés : cela veut dire que lorsque l'étude décrit les surcoûts ou les épargnes de la stratégie énergétique selon les différents scénarios, il s'agit spécifiquement de surcoûts ou d'épargnes vis-à-vis ce scénario de base (BAU).

Chacun des différents scénarios examinés (c'est-à-dire, le scénario dans lequel les cibles énergétique sont rencontrées uniquement à l'aide de tarifs d'achat ; à l'aide de tarifs d'achats en combinaison avec appels d'offres (FITs + AO) ; et enfin, en combinaison (FITs + AO) mais en excluant les petits systèmes PV) est comparé avec ce scénario de base (BAU). Il est donc possible de comparer directement les surcoûts ainsi que les épargnes qui pourront résulter de la stratégie énergétique selon chacun des différents scénarios.

Afin de fournir une analyse plus détaillée et d'augmenter sa valeur pour la planification en Tunisie, l'étude développe trois différents scénarios selon trois différents avenir plausibles:

- **Série A : Scénario favorable au gaz naturel :** Dans ce scénario, le prix du gaz naturel suit une tendance décroissante selon le scénario 'bas' des coûts futurs du gaz naturel décrit dans l'étude du mix énergétique, tandis que le coût des énergies renouvelables demeure plus ou moins stable, soit une vue plutôt pessimiste du potentiel de réductions futures.
- **Série B : Scénario moyen:** Dans ce scénario, le prix du gaz naturel éprouve une croissance graduelle basée selon le scénario central de l'étude du mix énergétique, tandis que les énergies renouvelables éprouvent une dégressivité graduelle basée sur les tendances actuelles dans le marché et sur les courbes d'expérience propres à chaque technologie.
- **Série C : Scénario favorable aux énergies renouvelables :** Dans ce dernier scénario, le prix du gaz naturel augmente de façon plus rapide, selon le scénario 'élevé' de l'étude du mix énergétique. En revanche, les énergies renouvelables éprouvent une dégressivité accélérée et leur coût moyen pondéré devient moins élevé que le coût moyen du gaz naturel en 2017. Par la suite, les énergies renouvelables contribuent à une diminution des coûts moyens de génération en Tunisie.

Ces trois scénarios fournissent donc un éventail des coûts plausibles, selon une modélisation pessimiste ainsi qu'optimiste, ce qui encadre en quelque sorte les coûts futurs auxquels la Tunisie pourra faire face.

À l'aide de cette analyse, l'étude constate que selon le scénario choisi, les coûts possibles peuvent varier entre TND 1,6 Milliards par année, et des épargnes d'environ TND 1,7 Milliards par année vis-à-vis le cas BAU. **Dans le scénario moyen, les surcoûts annuels moyens sont d'environ TND 350 Millions.** Du point de vue cumulatif, les surcoûts cumulatifs de la stratégie peuvent varier entre TND 11 Milliards d'ici 2030, jusqu'à des épargnes de presque TND 7 Milliards. Dans le scénario moyen, les surcoûts cumulatifs sont d'environ TND 5.9 Milliards. **Cela se traduit par une augmentation moyenne annuelle des tarifs d'environ 0.9% par année vis-à-vis BAU dans le scénario moyen.**

L'analyse examine également la valeur des économies dérivées de la réduction de consommation du gaz naturel, qui se traduit par une diminution des subventions allouées. Ces épargnes varient entre TND 1,8 Milliards et TND 4,5 Milliards, selon le prix du gaz naturel.

Un autre fait saillant de l'étude demeure la contribution prépondérante de l'énergie solaire thermique (CSP) dans les coûts annuels ainsi que cumulatifs de la stratégie énergétique. Selon les modélisations effectuées dans le scénario moyen, **le CSP représente entre 66% et 87% du**

coût total de la stratégie d'ici 2030. Cela est dû principalement au fait que le CSP demeure la technologie la plus dispendieuse dans presque tous les scénarios examinés. Cela suggère que des épargnes considérables pourraient être réalisées en modifiant l'allocation technologique dans la stratégie du mix énergétique en faveur d'autres technologies, soit l'énergie éolienne, ou le photovoltaïque.

La quatrième partie de l'étude consiste de recommandations provisoires pour la Tunisie lors du lancement de la politique de tarifs d'achat. Ces recommandations traitent de plusieurs différents aspects de la stratégie, dont l'éligibilité, le recouvrement des coûts, le raccord au réseau, l'administration, et l'ajustement de la politique. Notamment, nous proposons l'établissement d'une nouvelle agence de régulation responsable de s'assurer que les objectifs énergétique de la Tunisie sont atteints. Les responsabilités de cette nouvelle agence incluraient, entre autres, la gestion des tarifs d'achat et des appels d'offres, la préparation et publication de rapport annuels, d'articuler de façon claire et non-biaisée les décisions techniques et réglementaires, ainsi que de communiquer avec le Ministère responsable en matières politiques et administratives.

Selon l'analyse actuelle, quelques points saillants méritent d'être soulignés :

- Les politiques de tarifs d'achat sont un instrument très effectif afin d'accroître les investissements en ER; cependant, **leur succès dépend de façon importante de leur conception, de leur implantation, leur adaptabilité, ainsi que du cadre réglementaire qui les gouverne.**
- **L'occurrence de coûts ou d'épargnes par rapport au scénario BAU dépend de façon prépondérante du prix du gaz naturel.** Dans les scénarios où le prix du gaz demeure bas, ou décroissant, les surcoûts causés par les énergies renouvelables peuvent être importants. Par contre, dans les scénarios où les prix du gaz augmentent, les épargnes peuvent devenir considérables. Les présuppositions vis-à-vis le prix futur du gaz sont donc déterminantes.
- **L'analyse actuelle traite seulement de la période d'ici 2030, et donc risque de sous-estimer les épargnes futures.** Étant donné que les projets établis en 2029 produiront jusqu'à 2049 sous contrat d'achat à prix fixe, la part majeure des épargnes pourrait avoir lieu après la période de l'analyse, soit entre 2030 et 2050.



PARTIE I: LES OPTIONS DE CONCEPTION DES TARIFS D'ACHAT

1.0 INTRODUCTION

Les tarifs d'achat (FIT) sont un mécanisme politique permettant l'accès au réseau, un contrat standard et un prix transparent aux promoteurs d'énergie renouvelable pour qu'ils fournissent de l'électricité au réseau. Bien que l'accent soit souvent mis sur le prix, ou le tarif, les FIT consistent en une combinaison de dispositions réglementaires qui peuvent être adaptées à différents contextes et structures de marché. L'objectif de base d'une politique de tarifs d'achat est d'encourager les investissements dans les nouveaux projets d'électricité renouvelable (ÉR) en offrant un prix d'achat suffisant pour que les promoteurs obtiennent un retour sur investissement, tout en créant un climat d'investissement stable.

La section suivante présente les principales options de conception des tarifs d'achat, certaines considérations importantes portant sur leur mise en application ainsi que plusieurs études de cas illustratives. De plus, un court paragraphe a été inclut, le cas échéant, pour examiner l'intérêt de chaque aspect de la politique dans le contexte tunisien. Il est important de noter que chaque option de politique implique un ensemble de choix et de compromis. Ces derniers doivent être pris en considération par les décideurs politiques avant leur adoption et leur mise en place. Voici plusieurs sources utiles pour des informations complémentaires sur la conception des tarifs d'achat : **Rickerson et al. 2012, Klein et al. 2010, Couture et al. 2010, and Mendonça et al. 2009.**

1.1 BUTS DE LA POLITIQUE ET OBJECTIFS ÉNERGÉTIQUES

Les tarifs d'achat peuvent être structurés en ayant des objectifs spécifiques à l'esprit : accélérer la diversification de l'approvisionnement en énergie, atteindre des objectifs spécifiques en matière d'énergie renouvelable, améliorer l'accès à l'énergie, ainsi que stimuler la création d'emplois et la croissance économique. Ces objectifs sont plus facilement atteints lorsque qu'ils correspondent à une législation existante et qu'ils s'intègrent dans l'évolution globale du marché de l'électricité. La définition d'objectifs clairs et applicables est devenue une composante importante des politiques de tarifs d'achat à travers le monde. Les décideurs politiques fixent souvent des objectifs liés à la capacité existante (en MW), à la production totale (en GWh) ou aux parts de marché (en %) que doivent fournir les sources d'électricité renouvelable avant une date fixée (Mendonça et al. 2009). Ceci constitue la base légale de l'ensemble de la stratégie d'approvisionnement (DB Climate Change Advisors, 2011a).

Considérations supplémentaires : Des objectifs contraignants à moyen ou long terme, intégrés à une stratégie globale nationale, jouent un rôle crucial dans l'augmentation de la sécurité des investissements et dans la valorisation du statut de la politique. Le lien entre les FIT et les objectifs nationaux peuvent toutefois accroître la complexité administrative pour les décideurs politiques : le niveau de progression vers les différents objectifs doit constamment être réévalué à la lumière des changements technologiques, politiques et du marché. Par ailleurs, si les objectifs ne sont pas réalistes et ne sont pas atteints, la crédibilité des décideurs politiques et la confiance des investisseurs peuvent s'en trouver affaiblies.

Intérêt pour la Tunisie : Les énergies renouvelables jouent un rôle primordial dans la politique énergétique tunisienne. La Tunisie possède actuellement des objectifs à moyen et à long terme (11 % de parts de marché en électricité renouvelable avant 2016 et 25 % avant 2030). D'importants projets éoliens sont développés ou en cours d'application, avec des objectifs spécifiques à plus de 500 MW d'énergie éolienne avant 2016 et jusqu'à 2,7 GW avant 2030.³ Aujourd'hui, environ 500 MW de la capacité des producteurs d'énergie indépendants sont connectés au système électrique tunisien, ce qui représente approximativement 12 % de la capacité totale.⁴

Depuis 1996, la libéralisation du marché de l'énergie tunisien s'est réalisée parallèlement à l'ouverture aux producteurs d'électricité indépendants (PEI). Cependant, la STEG reste l'acteur principal avec environ 88 % de parts de marché, suivie par les industries consommant beaucoup d'énergie qui ont été encouragées à produire l'électricité dont elles ont besoin, et par deux PEI, la Carthage Power Company et la Société d'Électricité d'El Bibane.⁵ Toute tentative d'imposer des objectifs d'énergie renouvelable devra prendre en compte les fournisseurs d'électricité existants et inclure un examen approfondi de la structure du marché actuel.

Malgré l'adoption des lois sur l'énergie en 2009, la Tunisie ne dispose actuellement pas d'une stratégie globale d'énergie renouvelable ni d'un cadre clair pour atteindre les objectifs définis par la législation.

Étude de cas : L'Afrique du Sud

Les lois sur les tarifs d'achat sud-africaines lient explicitement la politique de tarifs d'achat aux objectifs nationaux en matière d'énergie renouvelable mais ne précisent pas comment les deux politiques interagissent : « Le programme REFIT soutient l'objectif d'énergie renouvelable de 10 000 GWh du gouvernement pour 2013 et permettra une croissance continue à long terme de façon à promouvoir la compétitivité des énergies renouvelables avec les énergies classiques sur le moyen et le long terme. » South Africa Renewable Energy Feed-in Tariff (REFIT) - Regulatory Guidelines 26 March 2009 (N.E.R.S.A. 2009) (South Africa) (Rickerson et al. 2012).

Étude de cas : Le Kenya

La politique de tarifs d'achat définie par le Kenya en 2010 indique que :

« Les objectifs du système de tarifs d'achat sont les suivants :

a) Faciliter la mobilisation des ressources en garantissant aux investisseurs la sécurité des investissements et la stabilité du marché pour la production d'électricité issue de sources d'énergie renouvelable.

³<http://www.windpowermonthly.com/news/1127367/Tunisia-doubles/>

⁴http://www.reegle.info/policy-and-regulatory-overviews/TN#renewable_energy

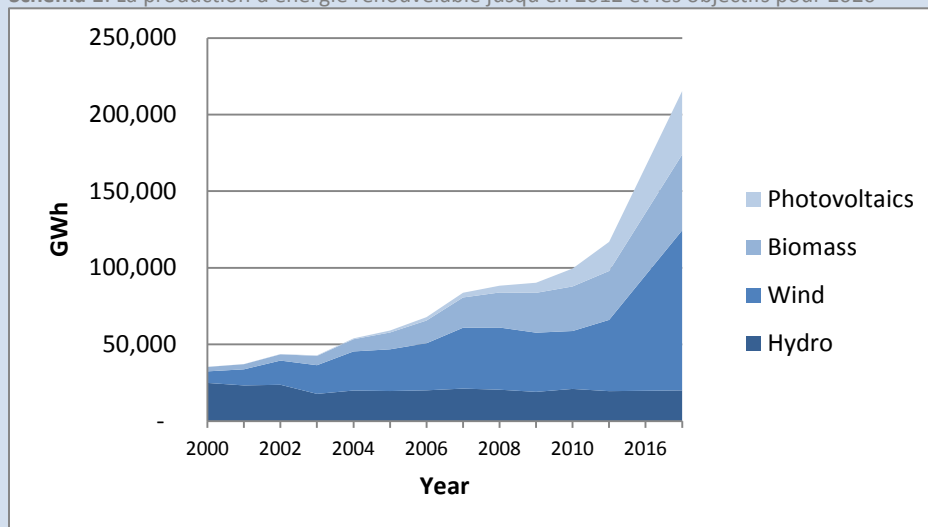
⁵« Legal Conditions and Support Schemes for Renewable Energies », cité dans https://energypedia.info/index.php/Tunisia_Energy_Situation#Overview_Energy_Market.

- b) réduire les coûts de transaction et d'administration ainsi que les délais en supprimant le processus classique d'appel d'offres.
- c) Encourager les investisseurs privés à gérer leurs centrales électriques de façon prudente et efficace afin de maximiser leur retour sur investissement. »
- Source : (Ministry of Energy, 2010b) (Rickerson et al.2012).

Étude de cas : L'Allemagne

Les objectifs en matière d'électricité renouvelable ont été influencés par la législation européenne qui vise à atteindre 20 % de la consommation énergétique finale en provenance de sources d'électricité renouvelable d'ici 2020. En outre, la dernière directive européenne de 2009 exige que chaque État membre adopte un objectif de 10 % en biocarburants d'ici 2020 et fixe des objectifs d'énergie finale, spécifiques à chaque État membre mais juridiquement contraignants pour tous (2009/28/EC). L'Allemagne a adopté un objectif d'énergie finale de 18 % d'ici 2020 (Jacobs, 2012). L'Allemagne a également activement développé ses propres objectifs climatiques et énergétiques (DBCCA 2011a).⁶ La loi allemande sur les tarifs d'achat de 2011 comprenait d'ambitieux objectifs à moyen et long terme pour les sources d'électricité renouvelable. Ils devraient représenter 35 % de la demande d'électricité totale au plus tard en 2020. La part de marché pourrait augmenter jusqu'à 50 % (au plus tard en 2030), 65 % (au plus tard en 2040) et 80 % (au plus tard en 2050). Les objectifs en matière d'électricité renouvelable sont également intégrés aux lois allemandes de 2004 sur les tarifs d'achat (RES Act 2004).

Schéma 1: La production d'énergie renouvelable jusqu'en 2012 et les objectifs pour 2020



Note : Les prévisions pour 2012-2020 supposent la réalisation des objectifs du Plan national d'énergie renouvelable (NREAP) de l'Allemagne en matière de production d'énergie renouvelable, Source : DB Climate Change Advisors (2012), à paraître

⁶L'Allemagne a également annoncé, en 2007, son objectif de réduction des gaz à effet de serre de 40 % en-dessous des niveaux de 1990 d'ici 2020. De plus, la loi de 2008 portant sur la chaleur produite à partir d'énergies renouvelables inclut un objectif obligatoire de 14 % de l'énergie thermique issue de sources renouvelables d'ici 2020.

1.2 ÉLIGIBILITÉ DE LA POLITIQUE

La définition des types de générateurs éligibles est une question fondamentale pour la conception d'une politique de tarifs d'achat. L'éligibilité peut être déterminée sur la base d'un ensemble de facteurs différents comme la technologie, la taille et le « contenu local ». La conception des tarifs d'achat est souvent déterminée par différents facteurs tels que des objectifs nationaux particuliers, les caractéristiques du marché de l'électricité et les ressources en énergie renouvelable disponibles.

1.2.1 ÉLIGIBILITÉ EN MATIÈRE DE TECHNOLOGIE

L'éligibilité en matière de technologie détermine le type de production qui peut participer au système de tarifs d'achat. Les législateurs peuvent décider soit de soutenir une large variété de technologies, soit de se concentrer sur quelques unes.

S'agissant des technologies à incorporer dans le système de tarifs d'achat, la décision dépend grandement du sens donné à la notion d'« énergie renouvelable ». Certains législateurs excluent explicitement les carburants fossiles de l'éligibilité à la politique tandis que d'autres considèrent éligibles des technologies « propres » (mais pas forcément renouvelables) comme la production combinée non renouvelable, les ordures ménagères municipales ou d'autres ressources non renouvelables telles que les technologies de pile à combustible (Rickerson et al. 2012).

Les pays ayant des caractéristiques météorologiques particulières peuvent vouloir restreindre l'éligibilité aux technologies qui exploitent le mieux les ressources d'énergie renouvelable disponibles, telles que l'énergie solaire ou éolienne. Dans ce cas, un certain degré d'analyse préliminaire des ressources potentielles d'énergie renouvelable existantes est très utile pour déterminer et documenter la politique globale et les priorités en matière de technologies. Par ailleurs, certains pays décident de soutenir des technologies d'après les caractéristiques du marché du pays et la valeur ajoutée qui pourrait être produite localement, par exemple en termes de créations d'emplois ou d'entreprises.

Considérations supplémentaires : se concentrer uniquement sur les technologies les plus compétitives ou sur les technologies offrant le plus grand potentiel économique permet de réduire les coûts mais peut entraver la capacité du pays à exploiter tout l'éventail des énergies renouvelables potentielles nationales (Couture et al. 2010). En outre, mettre uniquement l'accent sur les technologies à fort potentiel du fait des caractéristiques météorologiques (vents forts ou ressources solaires abondantes) peut mener à un marché de l'énergie renouvelable restreint et empêcher le pays d'atteindre ses objectifs en matière d'électricité renouvelable. C'est pourquoi la plupart des législateurs choisissent d'encourager une grande diversité de technologies d'énergie renouvelable, avec des objectifs plus importants pour les technologies qui disposent du meilleur potentiel.

Intérêt pour la Tunisie : la consommation d'énergie en Tunisie est principalement couverte par le pétrole (environ 49 %) et le gaz naturel (38 %). La biomasse représente 13 % (PNUE 2007).⁷ Il est important de noter que 95 % de l'approvisionnement total en énergie est fourni par le gaz naturel, ce qui fait de la Tunisie l'un des pays les plus dépendants au gaz naturel dans le monde (Lechtenböhmer et al. 2012). En outre, la demande en électricité en Tunisie augmente de plus de 5 % par an en moyenne, ce qui souligne d'autant plus la nécessité d'une planification du système électrique et le besoin de ressources électriques supplémentaires. Par ailleurs, comparées à celles de la plupart des pays voisins, les ressources d'énergie fossiles nationales de la Tunisie sont limitées, bien que la Tunisie soit un intermédiaire important dans l'approvisionnement énergétique du fait des importants oléoducs traversant son territoire pour atteindre l'Italie.⁸

Si les ressources non renouvelables de la Tunisie sont modestes comparées aux standards internationaux, le pays est en revanche doté d'un fort potentiel éolien et de ressources solaires de première qualité. (DLR 2005, DESERTEC 2011)⁹ En outre, plusieurs évaluations de ressources ont déjà été menées en Tunisie, ce qui place le pays en bonne position pour accélérer le déploiement de technologies d'énergie renouvelable et traduit, en réalité, une réelle avance sur beaucoup d'autres pays de la région du Moyen-Orient et de l'Afrique du Nord (MENA).

Étude de cas : La République Tchèque

La politique de tarifs d'achat de la République Tchèque définit l'éligibilité de manière assez large mais exclut explicitement les carburants fossiles : « *Sources renouvelables* » désigne les sources d'énergie naturelle non fossile renouvelable telles que l'énergie éolienne, l'énergie solaire, l'énergie géothermique, l'énergie hydraulique, l'énergie du sol, l'énergie aérothermique, la biomasse, l'énergie provenant des gaz d'enfouissement, l'énergie provenant des gaz des stations d'épuration d'eaux usées et l'énergie des biogaz (Article 2(1)).

Source : Act on the Promotion of the Use of Renewable Energy Sources (Act No. 180/2005 Coll)(M.I.T. 2005)(République Tchèque)

1.2.2 ÉLIGIBILITÉ EN MATIÈRE DE TAILLE

Les législateurs peuvent également limiter l'éligibilité à certaines tailles de projets en vue d'influencer les projets d'investissements en électricité renouvelable dans la région. Par exemple, la province canadienne de Nouvelle-Écosse a limité la participation à sa politique de tarifs d'achat aux projets qui peuvent se connecter au réseau de distribution, ce qui plafonne implicitement la taille des projets à environ 6 MW. Les projets plus importants sont obtenus via un processus d'appel d'offres compétitif (Nova Scotia 2012). À Los Angeles, en Californie, le Los Angeles Department of Water and Power (LADWP) a lancé une politique de tarifs d'achat qui fixe non seulement un plafond à la taille des projets (1 MW) mais aussi un seuil plancher de 30 kW.¹⁰

⁷http://www.planbleu.org/publications/atelier_energie/TN_Summary.pdf

⁸https://energypedia.info/index.php/Tunisia_Energy_Situation#Overview_Energy_Market

⁹<http://www.nurenergie.com/uploads/TuNur%20Presentation%20Berlin%2026%20Mai%202011%20v2.pdf>

¹⁰ Consultez : http://www.dsireusa.org/incentives/incentive.cfm?Incentive_Code=CA254F

Considérations supplémentaires : l'éligibilité en matière de taille peut être utilisée pour cibler des secteurs en particulier (ex. : l'agriculture) ou des groupes (ex. : petits producteurs d'énergie ruraux). Restreindre l'éligibilité à de petites installations peut également contribuer à atteindre d'autres objectifs de la politique : par exemple, la création d'une industrie de l'approvisionnement en électricité plus décentralisée avec une plus grande diversité de participants (Couture et al. 2010). Limiter la politique de tarifs d'achat à des projets plus modestes peut dans certains cas accroître les coûts de la politique étant donné que les projets plus réduits ne bénéficient pas d'économies d'échelle. Toutefois, les types de système plus petits, comme les panneaux solaires sur les toits, peuvent s'avérer moins chers que des systèmes plus importants installés au sol. Ceci s'explique par quatre raisons principales : premièrement, les systèmes montés sur toit requièrent des rails de montage des panneaux solaires plus économiques que les grandes installations au sol ; deuxièmement, ils permettent souvent d'éviter les coûts de location de terrain ; troisièmement, ils ne nécessitent normalement pas d'évaluation de l'impact environnemental ; enfin, les systèmes montés sur toit ne requièrent pas de modernisation coûteuse du réseau ni de construction de sous-stations. Par conséquent, s'il est vrai que la logique des économies d'échelle fonctionne, il n'est pas toujours vrai que les systèmes les plus importants sont les plus économiques (Lovins et al. 2002).

Intérêt pour la Tunisie : limiter la taille des installations peut réduire le marché et éventuellement empêcher certains acteurs de participer à l'investissement dans l'énergie renouvelable. De plus, la Tunisie dispose d'un considérable potentiel pour les projets à grande échelle dans les grandes étendues désertiques, ce qui fait d'elle un lieu idéal pour d'importants projets solaires en particulier. D'un autre côté, encourager les plus petits producteurs peut parfois se révéler plus économique (comme nous l'avons montré pour les systèmes de panneaux solaires) et peut contribuer à atteindre plusieurs autres objectifs : plus de création d'emplois, la promotion d'une plus grande ouverture et démocratisation du secteur de l'approvisionnement en électricité, faire face aux pics de charge, réduire l'encombrement du réseau dans les zones urbaines, etc. Il existe également un avantage à avoir des projets de tailles différentes, répartis sur de larges zones, car cela augmente la robustesse du système électrique et améliore la résistance globale du système aux interruptions et chocs imprévus (Lovins et al. 2002).

Étude de cas : La Turquie

La Turquie s'est fixé un objectif ambitieux de 30 % d'ici 2023 afin de réduire sa dépendance au pétrole. En Turquie, l'électricité renouvelable éligible au système comprend les ressources d'énergie éolienne, solaire, géothermique, biomasse, houlomotrice, marémotrice et des courants, des projets de moins de 50 MW basés sur des canaux ou des rivières, des projets hydrauliques avec un volume de réservoir inférieur à 100 millions de litres ou des surfaces de moins de 15 km². Les projets hydrauliques les plus importants ne sont pas compris dans le système.

Étude de cas : L'Afrique du Sud

L'Afrique du Sud fixe un seuil plancher uniforme mais pas de plafond pour certaines ressources : « Un générateur d'énergie renouvelable admissible au sens de la Phase II du programme REFIT sera, pour l'heure, défini comme étant un nouvel investissement dans la production d'électricité employant les technologies suivantes :

- a) biogaz (≥ 1 MW) ;
- b) biomasse solide (≥ 1 MW) ;
- c) cavité de CSP sans stockage (≥ 1 MW) ;
- d) réseau à grande échelle connecté à des systèmes photovoltaïques (≥ 1 MW) ; et
- e) tour de CSP avec stockage de 6 heures par jour (≥ 1 MW). »

Review of Renewable Energy Feed-In Tariffs (N.E.R.S.A. 2011)(South Africa)

1.2.3 CONTENU LOCAL

Afin d'encourager la production nationale, la croissance économique et la création d'emplois, plusieurs pays ont ajouté une condition de « contenu local » à leur politique énergétique. Le seuil minimum peut se traduire par la mise en place d'obligations d'approvisionnement spécifiques ou d'une participation minimale (en %) des fournisseurs locaux dans les investissements totaux (Rickerson et al. 2012).

Considérations supplémentaires : le « contenu local » est un outil destiné à encourager la croissance de l'industrie nationale et la création d'emplois. La production locale peut toutefois se révéler plus onéreuse que des biens et services importés et faire augmenter les taux des tarifs d'achat nécessaires pour stimuler l'investissement. Elle peut également générer un goulet d'étranglement qui retarde la réalisation des objectifs nationaux. C'est un sujet politiquement controversé qui demande un équilibre délicat entre les préoccupations du commerce international et les priorités de croissance économique nationale. L'obligation de « contenu local » soulève également la question du coût et de la complexité, et peut devenir un facteur augmentant le risque politique et les exigences réglementaires d'une politique de tarifs d'achat.

Étude de cas : l'Ontario, au Canada

La politique de tarifs d'achat de l'Ontario stipule que les projets éoliens respectent un « contenu national » de 50 % et que les projets de panneaux solaires intègrent un « contenu national » de 60 %. Le « contenu national » admissible comprend aussi bien des biens que des services (ex. : main d'œuvre). L'Ontario a réussi à attirer de nouveaux fabricants dans sa province mais cette obligation s'est également révélée controversée lorsque le Japon et l'Union européenne ont contesté cette obligation auprès de l'Organisation mondiale du commerce (OMC) (Wilke, 2011).

Étude de cas : le Brésil

Les législateurs brésiliens ont inclus une obligation de « contenu local » exigeant que 60 % des appareils de production soient produits au Brésil. Afin de promouvoir les projets à travers tout le pays, la loi plafonne également la production pouvant être installée de manière à ce qu'aucune province ne puisse installer plus de 20 % des objectifs éoliens et de biomasse, ou plus de 15 % de l'objectif de petites centrales hydroélectriques (Rickerson et al. 2010).

Étude de cas : La Turquie

En Turquie, des primes sont payées aux générateurs utilisant du matériel produit en Turquie. Avant qu'une centrale ne commence à fonctionner, le Ministère de l'énergie et des ressources naturelles doit vérifier que les installations de production possèdent bien un « certificat de production nationale ». En outre, pour pouvoir recevoir la prime, le fournisseur d'électricité doit également montrer la « certification de produit » octroyée par l'organisme d'agrément national confirmant que les composants respectent les normes nationales et internationales.

1.3 DIFFÉRENCIATION DES TARIFS

La différenciation des tarifs désigne l'établissement de différents taux de tarifs d'achat afin de cibler différents types de producteurs. Cela peut comprendre, par exemple, des taux différenciés selon le type de technologie ou de sous-technologie, la taille du projet, la qualité de la source d'énergie ou le fait pour un projet d'être ou non situé dans un emplacement du réseau (Couture et al. 2010, Rickerson et al. 2012).

En dernière instance, étant donné que les différents projets auront des cycles de vie engendrant des coûts différents, les tarifs d'achat ont été conçus afin de prendre en compte ces différents facteurs lors de l'établissement des taux d'offre standard". Si le tarif est établi en fonction des coûts de production d'électricité et que ces coûts varient selon la technologie, il est logique que les tarifs soient eux aussi différents (Jacobs 2012).

Considérations supplémentaires : la différenciation des taux de tarif d'achat permet aux décideurs politiques d'aligner plus précisément les tarifs selon les caractéristiques des différents types de système d'énergie renouvelable. Cela permet d'obtenir un éventail plus large de projets d'électricité renouvelable à développer et aide à promouvoir la diversité technologique au sein de l'industrie de l'approvisionnement en électricité. La création de conditions favorables à différents types d'investisseurs et de technologies est un outil puissant pour attirer les capitaux aussi bien locaux que mondiaux pour le développement d'électricité renouvelable (Cory et Couture 2009). D'autre part, la différenciation des tarifs complexifie davantage l'administration et implique un niveau de contrôle plus important en raison du plus grand nombre de catégories de technologies.

Étude de cas : L'Allemagne

Le lien étroit entre la différenciation des tarifs et la méthodologie d'établissement des taux peut être observée en examinant l'histoire des politiques de tarifs d'achat en Allemagne. Dans les années 90, les tarifs étaient très peu différenciés en fonction des types de technologie. La raison était que la méthodologie sous-jacente de calcul des tarifs s'appuyait principalement sur les coûts évités d'électricité produite de façon conventionnelle. Le gaz d'enfouissement, l'énergie hydraulique, les gaz de station d'épuration des eaux usées et les sources d'énergie comparables à la biomasse obtenaient 80 pour cent du prix de vente de l'électricité, tandis que l'énergie solaire et éolienne recevaient 90 pour cent du prix de vente de l'électricité (StrEG 1990). Bien que, dans ces conditions, l'énergie éolienne se soit développée de façon prospère au cours des années 90, le développement de l'énergie renouvelable en Allemagne ne commença à s'étendre de façon significative qu'une fois établie la différenciation totale des tarifs d'achat en fonction des coûts dans la loi des sources d'énergie renouvelables de 2000 (RES Act 2000).

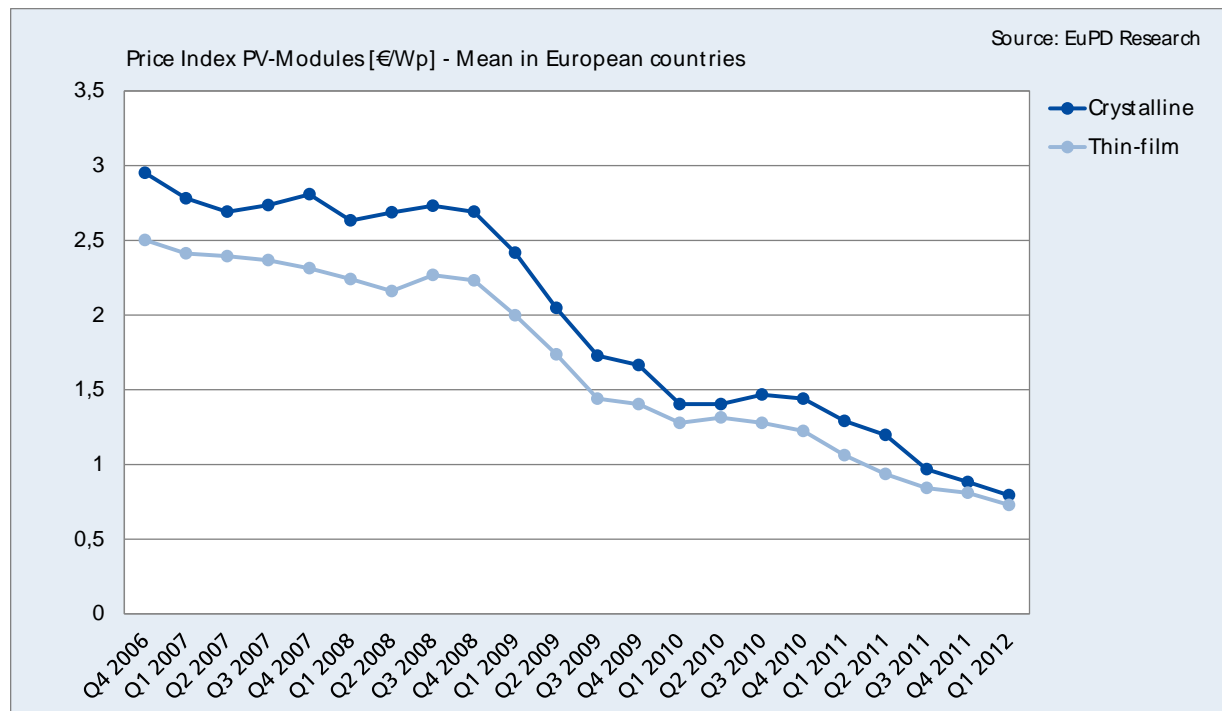
1.3.1 DIFFÉRENCIATION DES TECHNOLOGIES ET DES SOUS-TECHNOLOGIES

La différenciation des technologies désigne l'établissement de différents tarifs en fonction de la technologie, par exemple l'énergie éolienne, l'énergie solaire ou les centrales solaires thermodynamiques. La différenciation des sous-technologies désigne la différenciation des niveaux de tarifs au sein d'un type de technologie particulier (par exemple, l'introduction de différents tarifs pour les centrales solaires photovoltaïques montées au sol ou montées sur toit). La différenciation technologique peut être utilisée pour encourager certaines technologies et pour atteindre certains objectifs politiques spécifiques (par exemple l'exploitation de certaines matières premières comme les déchets agricoles). Elle peut aussi être utilisée pour augmenter la diversité technologique au sein du secteur de l'électricité, ce qui permet de rendre l'ensemble du système d'approvisionnement plus robuste face aux chocs ou face à des pénuries affectant l'ensemble du système lors d'événements particuliers (ex: tempêtes de sable ou jours de vents forts ou nuageux).

Considérations supplémentaires :

Bien que la différenciation technologique soit généralement considérée comme une bonne pratique au niveau mondial (Couture et al. 2010, DBCCA 2009, Klein et al. 2010), l'introduction de sous-technologies peut être déconseillée dans certains contextes. Par exemple, l'Allemagne a réfléchi à l'introduction de différents paiements de tarifs d'achat pour les technologies solaires à couche mince et cristalline, de manière à ce que les fabricants de couches minces ou cristallines puissent rester rentables de façon "parallèle". Cette mesure a été envisagée alors que les coûts des modules à couches minces et cristallines divergeaient. Cependant, l'histoire a montré qu'au lieu de diverger, ces différentes technologies ont commencé à converger, ce qui leur a permis de continuer à se concurrencer pour obtenir des parts de marché avec les mêmes tarifs de paiement "fixes".

Schéma 2 : Évolution des prix des modules à couches minces et cristallines en Europe (2006-2012, €/Wp)



Source : Recherche EUDP 2012

Intérêt pour la Tunisie : la Tunisie dispose d'un potentiel important pour des technologies telles que les CSP ou les centrales solaires photovoltaïques, et un certain nombre de projets de grande échelle ont été proposés dans toute l'Afrique du Nord, dans le cadre de l'initiative DESERTEC et du Plan solaire méditerranéen (Desertec 2012). Cela peut engendrer une préférence pour les projets à grande échelle, en opposition aux plus petites installations sur toit. Cependant, et comme nous l'avons précédemment souligné, les avantages présentés par les systèmes plus petits évoqués ci-dessus ne devraient pas être totalement négligés.

Plus encore, la différenciation des technologies a été un processus itératif dans de nombreux pays. Au fur et à mesure des développements technologiques et de la réduction des coûts, les décideurs politiques sont susceptibles de vouloir les inclure dans les prochaines étapes des politiques en cours. Ceci peut être utile à l'exploitation d'une plus grande part du potentiel énergétique renouvelable local, et peut venir en aide à certaines juridictions afin d'atteindre les objectifs les plus ambitieux en matière d'électricité renouvelable.

Étude de cas : La différenciation technologique

L'Allemagne, la France et l'Espagne disposent de tarifs différenciés pour les systèmes solaires photovoltaïques installés au sol ou montés sur toit. La France a introduit une troisième différenciation sous-technologique pour les bâtiments à système photovoltaïque intégré dans le but de développer sa propre industrie nationale et de créer un marché de niche. La France a choisi la technologie des bâtiments à système photovoltaïque intégré en raison de la domination française et allemande dans les deux autres secteurs.

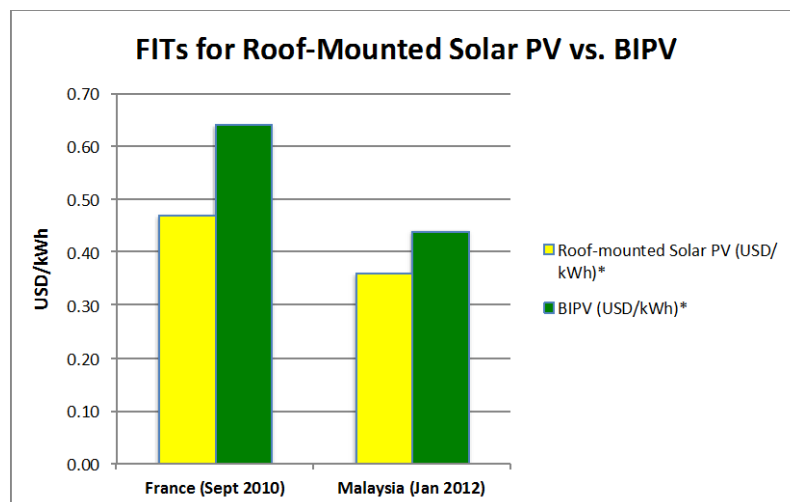
Tableau 1 : Différenciation technologique spécifique des tarifs en France, en Allemagne, en Malaisie et à Taïwan

	France Start in 2001	Germany Start in 1990	Malaysia Start in 2011	Spain Start in 1994	Taiwan Start in 2009
Biomass/biogas	<ul style="list-style-type: none"> • Biomass • Biogas 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomass • Landfill gas • Sewage treatment gas • Mine gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomass • Biogas • Landfill gas • Sewage gas 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomass • Biogas 	<ul style="list-style-type: none"> • Biomass from waste
Hydro	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro • Wave power, tidal power, hydrokinetic power 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro 	<ul style="list-style-type: none"> • Mini-hydro 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro 	<ul style="list-style-type: none"> • None
Geothermal	<ul style="list-style-type: none"> • Geothermal 	<ul style="list-style-type: none"> • Geothermal 	<ul style="list-style-type: none"> • None 	<ul style="list-style-type: none"> • None 	<ul style="list-style-type: none"> • Geothermal
Solar	<ul style="list-style-type: none"> • PV free-standing • PV building integration • PV simple building integration 	<ul style="list-style-type: none"> • PV roof-mounted/building integrated • PV free-standing 	<ul style="list-style-type: none"> • PV roof-mounted • PV building integration 	<ul style="list-style-type: none"> • PV roofmounted • PV-freestanding • CSP 	<ul style="list-style-type: none"> • PV roof-mounted
Wind	<ul style="list-style-type: none"> • Onshore • Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> • Onshore • Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> • None 	<ul style="list-style-type: none"> • Onshore • Offshore 	<ul style="list-style-type: none"> • Onshore • Offshore
Non-TD		<ul style="list-style-type: none"> • Less mature hydro technologies (wave power, tidal, salt gradient, flow energy) 		<ul style="list-style-type: none"> • Geothermal, hot dry-rock, wave energy, tidal power, ocean thermal energy conversion, tidal stream energy 	<ul style="list-style-type: none"> • Hydro, biomass

Source : MCG/IFOK 2012

Cependant, comme cela est indiqué ci-dessus, le fait d'inclure un plus grand nombre de technologies peut augmenter la pression à la hausse sur les coûts de l'électricité. On peut en voir un exemple dans les différents tarifs offerts pour les systèmes solaires photovoltaïques et les systèmes photovoltaïques intégrés en Malaisie et en France.

Schéma 3 : Systèmes montés sur toit vs. bâtiments à système solaire photovoltaïque intégré en France et en Malaisie



Source : MCG/IFOK 2012

1.3.2 DIFFÉRENCIATION PAR TAILLE DE PROJET

Les tarifs peuvent aussi être différenciés selon la taille et la capacité des installations. En raison des économies d'échelle, les centrales électriques les plus grandes reçoivent généralement des

taux de tarifs plus bas que les centrales électriques de plus petite envergure. Cela est dû au fait que les grandes installations produisent de l'électricité à des coûts plus bas que les centrales plus petites.

Considérations supplémentaires : si le fait d'offrir aux plus petits projets des paiements plus élevés est contraire aux principes de l'économie d'échelle, encourager des projets de tailles variées permet d'atteindre d'autres objectifs politiques. Par exemple, les projets plus petits peuvent contribuer à la distribution de la production, ce qui peut faciliter la diminution des pics de tension dans les zones urbaines, diminuer le besoin d'amélioration des réseaux, réduire les pertes sur les lignes et présenter d'autres avantages (Couture et al. 2010, Lovins 2002). Toutefois, payer un taux plus élevé les petits projets peut être un moyen moins efficace d'atteindre certains niveaux de pénétration d'électricité renouvelable et peut impliquer une politique générale plus coûteuse.

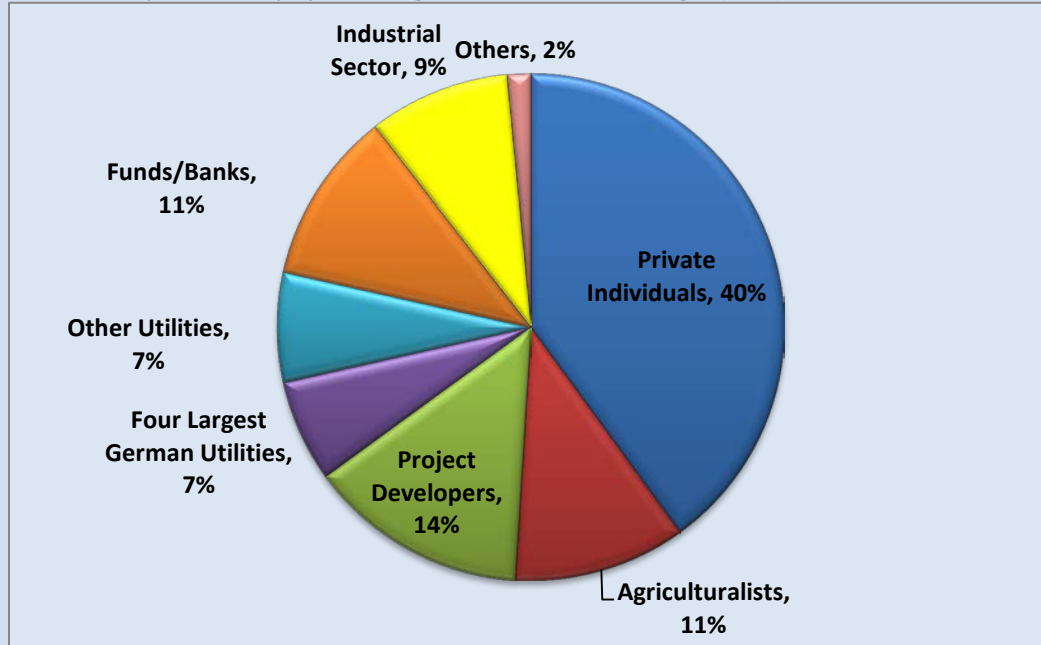
En attribuant des tarifs plus élevés aux installations de plus petite envergure, les décideurs politiques augmentent la capacité des générateurs électriques de petite taille à participer au marché de production énergétique. Cet outil politique peut être utilisé pour soutenir certains secteurs spécifiques (agriculture, petites entreprises, etc.)

Intérêt pour la Tunisie : le fait d'offrir des tarifs légèrement supérieurs aux centrales à énergie renouvelable de petite échelle (ex: les centrales solaires photovoltaïques) peut aider à exploiter une part plus importante des ressources potentielles de la Tunisie, tout en fournissant une source précieuse d'approvisionnement en électricité nouvelle au sein et autour des zones urbaines. En effet, la différenciation par taille peut permettre aux particuliers, aux agriculteurs et aux petites et moyennes entreprises d'investir dans les technologies d'énergie renouvelable, afin de rendre plus ouvert et plus démocratique le marché de la production électrique (Mendonça et al. 2009a).

Étude de cas : L'Allemagne

En Allemagne, le niveau élevé de différenciation a permis d'augmenter de façon substantielle la participation d'une grande variété d'acteurs différents au marché de l'approvisionnement électrique. Cette politique a permis aux particuliers propriétaires, aux communautés, aux organismes religieux, aux agriculteurs et aux propriétaires de petites entreprises de participer à la production d'énergie renouvelable.

Schéma 4 : Répartition des projets d'énergie renouvelable en Allemagne (2011)

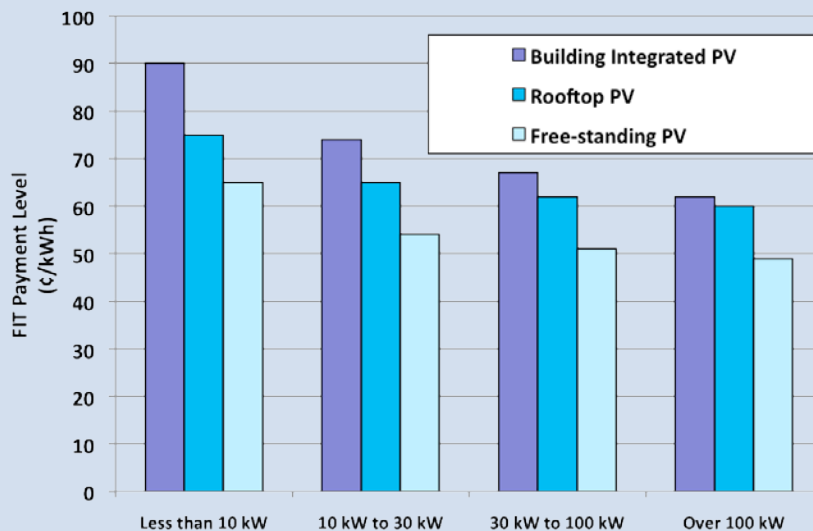


Source : BMU 2012, IFOK/MCG 2012

Étude de cas : La Suisse

La politique de tarifs d'achat de la Suisse repose sur une différenciation basée aussi bien sur l'emplacement des projets que sur leur taille, s'agissant des projets solaires PV. En conséquence, chaque catégorie de taille de projets dispose de tarifs différents selon les différentes applications, ou emplacements, tels que les systèmes installés au sol ou montés sur toit.

Schéma 5 : Différenciation des tarifs par taille et par application en Suisse (2010)

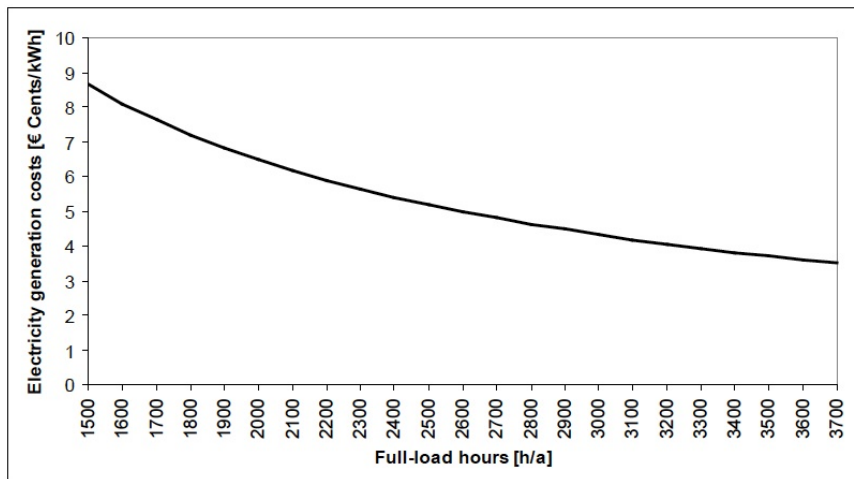


Source : Couture et al. 2010

1.3.3 DIFFÉRENCIATION SELON LA QUALITÉ DES RESSOURCES

Plusieurs types de projets d'électricité renouvelable dépendent de la qualité des conditions climatiques et météorologiques. La différenciation selon la qualité des ressources est importante dans les pays ayant un territoire géographique étendu et des variations météorologiques significatives (Mendonça et al. 2009b). Le schéma ci-dessous montre l'impact de l'amélioration de la qualité des ressources sur les coûts moyens de production dans le secteur de l'énergie éolienne.

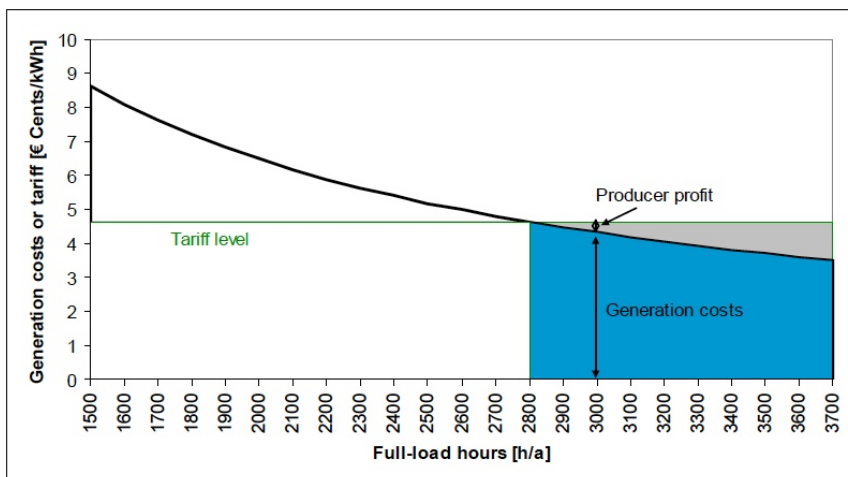
Schéma 6 : Impact des ressources éoliennes sur les coûts moyens



Source : Klein et al. 2010

On peut observer des courbes semblables avec toutes les technologies d'énergies renouvelables, dans la mesure où les coûts initiaux élevés sont répartis à travers une production totale plus importante (kWh). Si l'on offre un tarif unique fixe à tous les projets éoliens, seuls les projets situés dans certaines régions (à savoir celles où la vitesse du vent est la plus élevée) seront en mesure de se développer de façon rentable.

Schéma 7 : Courbe des tarifs ajustés selon les ressources (illustration)



Source : Klein et al. 2010

Cet aspect est plus d'important pour les marchés où les terres sont limitées, où la plupart des meilleurs sites éoliens sont déjà développés, ou là où les projets d'énergie renouvelable sont confrontés à l'opposition des communautés locales. Le fait de différencier les tarifs selon la qualité des ressources peut augmenter la flexibilité des sites et permet à des projets de se développer de façon rentable sur une plus grande variété d'emplacements.

Considérations supplémentaires : la différenciation en fonction de la qualité des ressources permet d'éviter que les producteurs placés sur des sites de "haute qualité" ne perçoivent des bénéfices exceptionnels et autorise les sites de "moindre qualité" à atteindre un nécessaire seuil de rentabilité. D'un autre côté, ce système est probablement moins efficace en termes économiques car il encourage le développement de sites moins productifs. Il est nécessaire d'évaluer sérieusement la possibilité d'un compromis entre les deux approches.

Intérêt pour la Tunisie : la position géographique unique de la Tunisie, située entre les régions tempérées de l'hémisphère nord et les régions inter-tropicales, l'expose à une gamme de variabilité de climats considérable (Global Water Project 2012).¹¹ D'un autre côté, au sein de territoires spécifiques (ex: les régions désertiques), le climat et la disponibilité des ressources peuvent être moins exposés à cette variabilité. Dans le but d'ajuster les tarifs aux coûts spécifiques des diverses technologies d'électricité renouvelable, en particulier dans les régions avec des différences importantes en termes de qualité des ressources, il peut être recommandé de différencier les tarifs en prenant ces aspects en considération. Dans ce cas, la politique de tarifs d'achat doit tenir compte de ces conditions géographiques et météorologiques.

Étude de cas : L'Allemagne

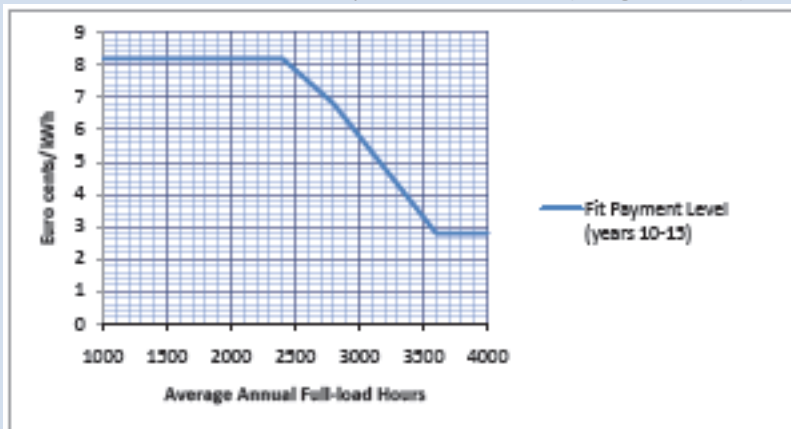
En mettant en place des tarifs ajustés selon les ressources, les décideurs politiques allemands sont parvenus à promouvoir le développement de projets d'énergie éolienne dans les régions non-côtières. Dans la foulée, ceci a permis de réduire les contraintes locales au sein des communautés côtières et a permis d'exploiter une part plus importante du potentiel énergétique renouvelable de l'Allemagne. Par ailleurs, cette politique a permis de réduire les bénéfices disproportionnés des producteurs éoliens situés dans les régions plus venteuses (Jacobs 2012; Deutscher Bundestag 1999).

¹¹Water, Climate and Development Programme for Africa, Available at <http://www.gwp.org/es/WACDEP/IMPLEMENTATION/Where/Tunisia/>.

Étude de cas : La France

La différenciation des tarifs selon la qualité des ressources est utilisée en France pour différencier les tarifs de l'énergie solaire et de l'énergie éolienne, bien qu'une méthodologie différente soit appliquée dans chaque cas. En France, la méthode de différenciation des tarifs pour les technologies d'énergie éolienne emploie des "tarifs initiaux concentrés" (Couture & Gagnon 2010). Selon cette approche, un tarif plus élevé est payé pendant les 10 premières années, et les paiements par kWh diminuent ensuite pendant les 5 années restantes. Le taux spécifique payé pendant les cinq dernières années dépend de la moyenne annuelle des heures pleines de production pendant les dix premières années.

Schéma 8 : Différenciation selon la qualité des ressources (énergie éolienne)



Source : Couture et al. 2010

Pour les centrales solaires photovoltaïques, la France utilise une approche par multiplicateur simple, en attribuant un multiplicateur de 1 pour les projets installés dans les régions à fort ensoleillement, et un multiplicateur allant jusqu'à 1,2 pour les régions moins ensoleillées dans le nord du pays.

1.4 DURÉE DE PAIEMENT

La durée de paiement désigne la durée pendant laquelle le générateur reçoit le paiement de tarifs d'achat. Partout dans le monde, les législateurs garantissent généralement le paiement du tarif pour une période allant de 10 à 20 ans, la durée de 20 ans représentant une estimation de la vie productive pour beaucoup de centrales d'électricité renouvelable (veuillez cependant noter que beaucoup de systèmes d'électricité renouvelable peuvent durer et durent plus de 20 ans). Une fois établie la durée de paiement, il est important d'évaluer si les producteurs d'électricité renouvelable ont le droit de sortir de ce régime et de vendre leur énergie sur le marché comptant, par exemple, ou bien si toute l'énergie doit être vendue selon la politique de tarifs d'achat (Mendonça et al. 2009b). De plus, il est important d'évaluer ce qui doit suivre une fois la période de paiement terminée. Des durées de paiement plus longues sont parfois proposées pour les centrales d'énergie hydraulique et les centrales solaires photovoltaïques. Des durées de paiement plus courtes sont quant à elles offertes aux technologies dont les coûts

de fonctionnement et de maintenance sont plus élevés, ou qui font face à des difficultés pour l'obtention de contrats d'approvisionnement en carburant sur le long terme (ex: biomasse et transformation de déchets en énergie).

Considérations supplémentaires : les durées de paiement à court terme peuvent réduire les coûts de la politique. Mais elles peuvent aussi ne pas réduire suffisamment le risque pris par les investisseurs : ils n'auront alors aucune garantie de récupération des coûts d'investissement. Par ailleurs, les paiements à court terme peuvent inciter à renoncer à la poursuite du fonctionnement des projets sur le long terme. Si les projets énergétiques atteignent leurs objectifs de revenus dans les cinq premières années, cela peut engendrer une baisse de motivation peu propice au maintien d'un fonctionnement efficace durant l'ensemble de la vie active du système (Mendonça et al. 2009b). Cependant, des obligations de paiement verrouillées à long terme peuvent entraîner des inquiétudes pour le futur : par exemple, si les coûts des systèmes d'énergie renouvelable continuent de diminuer rapidement. Cela peut donner l'impression que les contrats plus anciens sont chers par rapport aux nouveaux contrats. C'est une des raisons pour lesquelles les décideurs politiques pourraient envisager la possibilité d'effectuer des paiements initiaux concentrés, avec un paiement proportionnellement plus élevé pendant les premières années du contrat puis un tarif inférieur au cours de la période restante (Couture and Gagnon 2010). Certains se sont exprimés à propos de la rigidité relative des contrats attribués à des producteurs d'énergie indépendants ou PEI (Woolf and Halpern 2001). Il s'agit là d'un autre facteur que les décideurs politiques tunisiens pourraient prendre en considération.

Pour finir, du point de vue des investisseurs, les périodes de paiement plus longues permettent d'augmenter la sécurité des investisseurs. Cependant, dans certains contextes commerciaux, par exemple les pays émergents où le cadre institutionnel est relativement faible, les durées de paiement plus courtes peuvent être souhaitées : elles sont moins sensibles aux fluctuations des taux d'intérêt, aux risques politiques et économiques, aux risques géopolitiques, ainsi qu'à un ensemble d'autres facteurs pouvant survenir pendant la durée de vie du projet. Cela peut pousser les investisseurs à préférer des périodes de rétablissement plus courtes, ce qui tend à impliquer des tarifs de paiement moyens plus élevés (car les coûts de projet doivent alors être amortis dans une période de temps plus brève). Néanmoins, l'un des avantages des durées de paiement plus courtes est qu'elles tendent à engendrer des impacts de coûts globalement inférieurs pour les gouvernements, ou pour les entités chargées du paiement des taux. En effet, une moindre part de l'ensemble des revenus est ainsi utilisée pour les intérêts de la dette. Par conséquent, même si les paiements sur 20 ans sont considérés comme la meilleure pratique, ce n'est pas le cas dans tous les pays et contextes politiques et économiques.

Indépendamment de la durée de paiement choisie, il est important d'établir clairement les options disponibles pour les producteurs d'énergie à la fin du contrat, comme l'illustre le cas des Philippines ci-dessous.

Étude de cas : Les Philippines

Les Philippines établissent un contrat de longue durée et déterminent des options pour les producteurs au terme de la durée du contrat. Conformément au projet de loi : « *Les centrales d'électricité renouvelable admissibles auront droit aux tarifs d'achat applicables pendant une période de vingt (20) ans. Une fois cette période écoulée, en cas de poursuite des opérations, les tarifs de ces centrales devront déjà être basés sur les prix du marché en cours ou les prix accordés avec un promoteur.* » Resolution No. 16, Series of 2010: Resolution adopting the feed-in tariff rules (E.R.C. 2010)(Rickerson et al. 2012).

1.5 RACCORD ET OBLIGATIONS DE RÉPARTITION DES COÛTS

L'intégration de nouvelles technologies d'électricité renouvelable décentralisées dans le réseau existant est une question fondamentale dans la conception de la politique de tarifs d'achat. Pour cette raison, les règles qui régissent la manière dont les générateurs d'énergie sont connectés au réseau et lui fournissent de l'électricité sont une composante importante de cette politique. Les options suivantes sont possibles :

- **Raccord assuré.** Les producteurs d'électricité indépendants (PEI) sont assurés du droit de se raccorder au réseau de transport et/ou de distribution d'électricité lorsque l'opération est réalisable. Le raccord assuré est souvent accompagné de règles de raccord standardisées et transparentes.
- **Raccord prioritaire.** Lorsque les nouvelles capacités énergétiques en attente d'une autorisation de raccord sont nombreuses, les nouvelles productions renouvelables sont placées en tête de la file d'attente.
- **Achat assuré.** Le fournisseur d'électricité (ou autre entité telle qu'un gestionnaire du réseau de transport ou un organisme gouvernemental) doit acheter 100 % de la production d'un générateur, que l'électricité ait pu atteindre les consommateurs ou non (par exemple, en raison d'un encombrement ou d'une limitation). Ces accords sont appelés « take or pay ».
- **Répartition prioritaire.** En fonction de la structure du marché, les producteurs doivent se procurer des services de répartition et de transport d'électricité en plus de garantir la sécurité du consommateur (c'est-à-dire de l'acheteur d'électricité) et du raccord. La répartition prioritaire signifie que les générateurs renouvelables sont répartis avant la production non renouvelable.¹²

¹²Si la répartition prioritaire a été une composante des politiques de tarifs d'achat européennes, comme dans le cas de l'Allemagne, ce n'est pas toujours le cas. Par exemple, les politiques étatiques de tarifs d'achat en Californie et au Vermont ne contiennent pas de répartition prioritaire. Il existe actuellement un débat niveau international sur la

Étant donné que les technologies d'électricité renouvelable sont en principe décentralisées, elles requièrent un réseau électrique bien géré pour transporter l'électricité à un grand nombre de sites différents. Cela demande de considérables capacités de prévision et de planification, services que de nombreux pays ont choisi de confier à un opérateur de système indépendant (ISO). Le rôle de l'ISO est de s'assurer de la fiabilité du système tout en fournissant un accès non discriminatoire au réseau électrique. Ils sont souvent créés afin de protéger les PEI de certains fournisseurs d'électricité détenant un monopole et éviter que ces derniers n'abusent de leur pouvoir.

Considérations supplémentaires : une autre série de problèmes renvoie à la question de l'entité devant assumer le coût des installations de raccord au réseau. Les approches de cette question sont généralement au nombre de trois :

1. **Superficielle.** Les générateurs d'énergie renouvelable doivent uniquement prendre en charge les coûts du raccordement au point le plus proche du transport électrique ou du réseau de distribution existant. Tout renfort doit être payé par l'opérateur réseau ou le propriétaire, qui compenseront généralement leurs coûts en faisant payer des frais d'accès au réseau. Cette approche est habituellement considérée comme étant plus transparente par les promoteurs de projets d'électricité renouvelable : ils peuvent en effet prévoir précisément leurs coûts de raccordement au point du réseau le plus proche. Toutefois, étant donné que les coûts de modernisation du réseau sont imposés à l'opérateur, cette approche ne favorise pas la sélection des meilleurs sites. Elle peut aussi avoir des effets négatifs sur d'autres générateurs du réseau pour qui les frais d'accès au réseau vont augmenter du fait des nouvelles obligations d'extension.
2. **Approfondie.** Les producteurs d'électricité renouvelable doivent couvrir tous les coûts associés au raccordement de leurs installations au réseau, et notamment les modernisations du réseau, sous-stations ou extensions de lignes. Dans ce cas, l'exploitant de centrale électrique renouvelable n'a pas à payer de frais d'accès étant donné qu'il a déjà couvert tous les frais nécessaires au raccordement de ses installations au réseau. Cette approche pousse en outre les promoteurs de projet à choisir le meilleur endroit (par ex. : le plus proche, le plus rentable) pour raccorder leurs installations au réseau. Toutefois, elle fait porter au générateur une lourde charge et peut rendre beaucoup de projets d'électricité renouvelable non rentables. Par ailleurs, le promoteur de projet d'électricité renouvelable peut au final avoir à supporter la charge des obligations de modernisation du réseau dues à d'autres acteurs du système.
3. **Mixte.** Cette approche est un mélange des deux approches décrites plus haut et peut varier de manière significative selon les pays.

question de la répartition prioritaire. Certains rapports récents soutiennent que la répartition prioritaire devrait être supprimée des tarifs d'achat existants (Andor et al., 2010), tandis que d'autres argumentent qu'elle devrait être mise en place pour favoriser les énergies renouvelables, que des tarifs d'achat soient appliqués ou non (Regulatory Assistance Project, 2010).

Tableau 2 : Frais de raccordement au réseau dans certains pays de l'UE des 27

Pays	Philosophie du raccord au réseau	Qui paie les renforts/extensions du réseau
Autriche	Approfondie	Générateur
Belgique	Superficielle	Consommateurs finaux
Danemark	Superficielle	Consommateurs finaux
Finlande	Superficielle	Consommateurs finaux
France	Mixte	Générateur
Lituanie	Mixte	Générateur : 60 % / Public : 40 %
Allemagne	Superficielle	Consommateurs finaux
Espagne	Approfondie	Générateur
R-U	Mixte	Générateur

Intérêt pour la Tunisie : le réseau de transport électrique tunisien est exploité par la Société Tunisienne de l'Électricité et du Gaz (STEG) et a été étendu ces dernières années.¹³ Le réseau de transport électrique est raccordé au réseau européen par les réseaux algériens et marocains. À l'est, le réseau électrique est également raccordé au réseau libyen. Un des projets actuellement en cours a pour but d'établir un réseau inter-connecté en Afrique du Nord qui s'étendrait à l'Égypte et à la Jordanie et jusqu'en Syrie. Toutefois, pour faciliter des investissements continus dans le secteur du transport électrique, il pourrait être nécessaire de mettre en place un opérateur de système indépendant ou un organisme similaire disposant d'un mandat clairement établi. Cet organisme pourrait jouer un rôle important pour faciliter l'accès au réseau et normaliser les procédures de raccordement au réseau en Tunisie.

De plus, des problèmes tels que la surcharge, les pertes de lignes et les chutes de tension importantes sont courantes. Les pertes totales du système de transport et de distribution électrique se sont élevées à 13 % de l'approvisionnement total national en 2009.¹⁴ Pour résoudre ce problème, le « *Projet de restauration et de restructuration du réseau de distribution électrique* » a été lancé pour moderniser spécifiquement les lignes basses tension souterraines et aériennes, ainsi que les transformateurs à moyenne et basse tension (STEG 2009).¹⁵ Cette initiative pourrait fournir les bases d'un cadre d'accès au réseau plus normalisé et moins discriminatoire.

¹³ En 2008, le réseau basse tension est exploité à 90 kV et s'étend sur 1 108 km. Les lignes électriques à moyenne tension de 150 kV représentent une longueur de 1 812 km et les lignes électriques à haute tension de 225 kV, 2 741 km. En 2005, les lignes de 90 kV représentaient 1 071 km, les lignes de 150 kV, 1 728 km et le réseau de 225 kV correspondait à 2 532 km. Chiffres disponibles sur https://energypedia.info/index.php/Tunisia_Energy_Situation#Overview_Energy_Market

¹⁴ http://www.reegle.info/policy-and-regulatory-overviews/TN#renewable_energy

¹⁵ Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG) Annual Report 2009.

Étude de cas : Les Philippines

La loi des Philippines dispose que les règles sur l'achat prioritaire et le transport d'énergies renouvelables doivent être approfondies. La loi définit également l'énergie renouvelable intermittente comme « devant être répartie » :

« § 7... l'ERC [Commission de régulation de l'énergie] devra... formuler et promulguer les règles du système de tarifs d'achat... qui devront comprendre :

(a) des raccordements prioritaires au réseau pour les générateurs provenant de ressources d'énergie renouvelable émergentes...

(b) l'achat et le transport ainsi que le paiement en priorité de cette électricité par les opérateurs du système de réseau ;

§ 20. Les unités de production d'électricité renouvelable qualifiées et agréées ayant des ressources d'électricité renouvelable intermittente seront considérées comme « devant être réparties » en fonction de l'énergie disponible et doivent bénéficier d'une répartition prioritaire. Toutes les dispositions des règles du WESM [Marché de l'électricité de gros au comptant] et des codes de distribution et de réseau ne permettant pas aux ressources d'électricité renouvelable intermittente de bénéficier de l'état « devant être réparties » seront considérées amendées ou modifiées. »

Resolution No. 16, Series of 2010: Resolution adopting the feed-in tariff rules (E.R.C. 2010)(Philippines) (Rickerson et al. 2012).

Étude de cas : L'Allemagne

Selon la législation sur les tarifs d'achat allemande, les technologies d'électricité renouvelable sont assurées d'être raccordées au réseau électrique, ce qui oblige le gouvernement et l'opérateur réseau à construire les réseaux supplémentaires nécessaires. L'amendement de la loi allemande sur le secteur de l'énergie a introduit le premier plan d'extension obligatoire et coordonné dénommé « plans de développement du réseau sur 10 ans » pour les principaux réseaux de transport électrique et les conduites de gaz sur de longues distances. L'introduction d'une planification à l'échelle nationale en Allemagne a pour but d'assurer que la planification de routes à travers le pays est juridiquement contraignante et soutenue par la majorité de la population. En outre, elle contribue à la transparence et à la sécurité juridique nécessaires pour financer d'importants projets d'infrastructure tels que les lignes électriques (BMU 2012).

1.6 OPTIONS DE STOCKAGES ET MESURES INCITATIVES

Certaines sources d'énergie renouvelable sont fluctuantes et dépendantes des conditions météorologiques tandis que d'autres ne le sont pas. Parmi les premières, on peut citer les énergies éolienne et solaire, les autres sources d'électricité renouvelable étant le biogaz, la biomasse, la géothermie et l'hydraulique (Klein et al 2008). Les ressources dépendantes des conditions météorologiques ne peuvent pas être modulées, ce qui signifie que le moment durant lequel elles vont approvisionner le réseau ne peut être contrôlé (lorsqu'il n'existe pas de technologies de stockage).

Certains programmes de tarifs d'achat prévoient des primes supplémentaires pour les options de stockage avancées afin de stimuler l'innovation dans ce domaine. Grâce aux technologies de stockage, il devrait être en théorie possible de fournir de l'électricité provenant de sources

renouvelables à la demande. Par ailleurs, si la politique de tarifs d'achat comprend des taux différenciés en fonction de l'heure, un effet incitatif peut être créé, poussant à investir dans les technologies de stockage comme les batteries, afin de bénéficier de la tarification de pointe (Couture et al. 2010).

Intérêt pour la Tunisie : bien que les technologies évoluent encore aujourd'hui dans les domaines de la batterie et du stockage, les législateurs devraient garder à l'esprit les options de stockage. Il s'agit de déterminer si l'incitation à utiliser le stockage est souhaitable au regard des objectifs généraux de la politique. Sur le long terme, atteindre des objectifs d'électricité renouvelable plus exigeants est conditionné à certaine combinaison d'options avancées de stockage, aussi bien en Tunisie que dans le reste du monde. En Algérie, Sonelgaz étudie actuellement une éventuelle centrale de pompage-turbinage de 400 à 500 MW (Lechtenböhmer et al. 2012). D'autres technologies sont actuellement commercialisées : les systèmes à air comprimé et le stockage par sels fondus. La question est de savoir s'il vaut mieux devenir un utilisateur de la première heure des solutions de stockage ou bien attendre que leur implantation se généralise et fasse baisser les prix avant d'encourager leur adoption en Tunisie. Heureusement, la Tunisie dispose en abondance de terres et de ressources solaires de haute qualité, ce qui fait d'elle un territoire adéquat pour mettre en place des technologies de stockage à l'échelle du réseau, en particulier dans le secteur de l'énergie solaire thermique.

Étude de cas : L'Espagne

Pour différencier les coûts d'installation et de fonctionnement ainsi que pour encourager l'investissement dans les solutions de stockage, l'Espagne a présenté un cadre qui différencie les technologies et promeut particulièrement les technologies de stockage à l'échelle du réseau. Pour ce faire, elle a différencié le nombre d'heures à pleine charge (FLH) pour lesquelles les différentes technologies de CSP peuvent recevoir des paiements en tarifs d'achat (Spain 2010).¹⁶ Dans son nouveau cadre établi par le décret royal RD 1614/2010, l'Espagne différencie le miroir cylindro-parabolique, les systèmes à tour, le système linéaire Fresnel et le moteur Stirling, et augmente également le nombre de FLH admissibles au paiement de tarifs d'achat pour les technologies qui comprennent des options avancées de stockage.

Tableau 3 : Mesures incitatives en Espagne

Type de technologie solaire thermique	Heures à pleine charge éligibles aux paiement de tarifs d'achat (heures / an)
Miroir cylindro-parabolique sans stockage	2855
Miroir cylindro-parabolique avec une capacité de stockage de 9 heures	4000
Miroir cylindro-parabolique avec une capacité de stockage de 7 heures	3950
Miroir cylindro-parabolique avec une capacité de stockage de 4 heures	3450
Systèmes à tour avec cycle à vapeur	2750
Systèmes à tour utilisant un stockage par sels fondus de 15 heures	6450
Systèmes Fresnel	2450
Systèmes Stirling	2350

Source : Espagne RD 1614/2010

Comme le montre le tableau ci-dessus, les projets qui utilisent le plus les systèmes de stockage ou les plus perfectionnés sont récompensés : une plus grande partie de leur production annuelle peut être admissible aux paiements de tarifs d'achats. Un effet d'incitation est ainsi créé pour les projets qui utilisent des solutions avancées de stockage. Cela permet également de différencier les technologies solaires thermiques. Remarque : d'un point de vue technique, cela peut également être considéré comme une forme de différenciation en fonction des sous-technologies.

¹⁶ Cela ressemble au système que des pays comme la France ont utilisé pour différencier les primes offertes aux producteurs d'énergie éolienne et pour éviter la rémunération excessive des sites les plus venteux.

1.7 MÉTHODE DE CALCUL DES TARIFS

1.7.1 EN FONCTION DES COÛTS / EN FONCTION DE LA VALEUR

Selon les approches basées sur les coûts, le paiement des tarifs d'achat est calculé d'après les coûts spécifiques encourus par une centrale électrique pour son installation et son fonctionnement tout au long de sa vie. On ajoute à ce calcul un bénéfice raisonnable. Les calculs en fonction de la valeur sont basés sur des mesures de valeur telles que les économies de coûts de production d'électricité classique et/ou le bénéfice sociétal apporté par la production d'énergie renouvelable (par ex. : la valeur environnementale, la valeur du générateur sur le réseau, etc.).

La majorité des tarifs d'achat dans le monde sont fixés en fonction des coûts, et les approches basées sur les coûts de production ont régi partout dans le monde la plus grande part de la croissance du marché survenue avec les systèmes de politiques de tarifs d'achat (Jacobs 2012). L'avantage de cette approche est qu'elle peut être conçue pour que les investisseurs obtiennent un taux de retour raisonnable et pour que des conditions plus favorables à la croissance du marché soient réunies (IEA 2008, Couture and Gagnon 2010).

Considérations supplémentaires : Le calcul de tarifs d'achat en fonction des coûts de production est le plus susceptible de créer un effet d'incitation qui fournira un taux de retour raisonnable aux investisseurs. Les approches basées sur la valeur attirent des financements uniquement si le taux final coïncide avec le taux requis pour l'investissement. Une illustration en est fournie avec l'échec récent de Palo Alto, en Californie. Les tarifs d'achats étaient définis sur la base d'une méthodologie d'économie de coûts complexe, et comme les tarifs étaient insuffisants pour produire un retour sur investissement, le projet n'a pas reçu de financements.¹⁷

Intérêt pour la Tunisie : c'est un principe de base du financement de projet : la trésorerie doit suffire à couvrir aussi bien le coût de la dette que le coût des fonds propres. De plus, la trésorerie doit pouvoir couvrir les frais d'exploitation et de maintenance (E&M) ainsi que toute autre dépense liée au projet. Les projets ne disposant pas de structure basée sur le coût courent donc le risque de ne pas recevoir de financement (DBCCA 2009, Bürer and Wüstenhagen 2009). C'est particulièrement le cas pour les technologies ayant une grande part de coûts fixes par rapport aux coûts variables (Couture and Gagnon 2010). Dans un environnement où les ressources conventionnelles de carburants fossiles sont subventionnées ou artificiellement économiques du fait de la production nationale, les projets d'énergie renouvelable auront du mal à afficher des prix compétitifs sans soutien. Nombre de pays riches en ressources comme l'Arabie Saoudite et la Malaisie cherchent à neutraliser ce problème en adoptant des tarifs d'achat en fonction des coûts pour favoriser les investissements en énergie renouvelable. Cela a déjà été fait en Allemagne, en France, au Japon et dans des dizaines d'autres juridictions à travers le monde.

¹⁷<http://www.greentechmedia.com/articles/read/Palo-Alto-Calif.-Had-a-Solar-Feed-in-Tariff-and-Nobody-Came/>

Étude de cas : Les Philippines

La réglementation sur les tarifs d'achat aux Philippines indique que les paiements de tarifs d'achat doivent être fixés de manière à « *couvrir les coûts de la centrale, et notamment les coûts des autres services que la centrale fournit éventuellement ainsi que les coûts de raccordement de la centrale au réseau de transport ou de distribution d'électricité, calculés sur la durée de vie de la centrale, et fournis pour le coût moyen pondéré du capital (WACC) basé sur le marché en déterminant le retour sur le coût du capital investi.* »

Resolution No. 16, Series of 2010: Resolution adopting the feed-in tariff rules (E.R.C. 2010)(Philippines) (Rickerson et al. 2012).

Étude de cas : Palo Alto, en Californie

La mairie de Palo Alto en Californie a décidé de lancer une politique de tarifs d'achat en 2011 pour favoriser les investissements dans les énergies renouvelables au sein de la ville. Craignant que l'approche basée sur les coûts ne fasse augmenter les prix de l'électricité, elle a choisi d'adopter une approche basée sur la valeur. Elle a néanmoins tenté d'atteindre une approche basée sur les coûts en se fondant sur la valeur. Le calcul comprenait les éléments suivants (toutes les valeurs sont exprimées en USD \$/kWh) :

- 0,070 \$ pour l'énergie
- 0,034 \$ de prime écologique
- 0,006 \$ de valeur de capacité locale pour refléter les économies de coûts de réseau de distribution
- 0,019 \$ de frais d'accès de transport d'électricité économisés
- 0,006 \$ de pertes en cours de transport évitées

→ **Total : 0,1355 \$ par kilowatt-heure**

Palo Alto a choisi un tarif de 0,14 \$/kWh, ajoutant un bonus 0,0045 \$ censé susciter l'intérêt des promoteurs de projets.

À ce jour, l'expérience montre que Palo Alto en Californie a échoué à susciter de l'intérêt pour sa politique de tarifs d'achat, ce qui souligne les risques liés à l'adoption d'une méthodologie basée sur la valeur pour calculer les taux de tarifs d'achat.

<http://www.greentechmedia.com/articles/read/Palo-Alto-Calif.-Had-a-Solar-Feed-in-Tariff-and-Nobody-Came/>

1.7.2 STRUCTURES DE PAIEMENT

Les différents pays ont choisi différentes approches de structuration des paiements. Les trois types de structure de paiement les plus répandus sont les suivants :

- un calendrier de paiements fixes
- une prime payée en plus du prix du marché de gros
- le paiement de la différence entre un taux garanti et le prix du marché de gros au comptant (parfois appelé "modèle d'écart du marché au comptant") (Couture and Gagnon, 2010).

Dans le cas de la politique de paiement d'un prix fixe, le niveau de tarif est indépendant du prix du marché de l'électricité et est prédéterminé selon une période de temps donnée.

Schéma 9 : Modèle de tarif d'achat à prix fixe



Source : Couture and Gagnon 2010

Les deux autres options dépendent partiellement ou intégralement du marché.

Les modèles de prime et d'écart du marché au comptant ont généralement été mis en place dans les pays disposant de marchés de gros d'électricité compétitifs. Les marchés de gros liquides et en bonne santé impliquent un nombre adéquat d'acheteurs et de vendeurs négociant l'électricité. Les contrats d'électricité à long terme (tels que les structures de tarifs d'achat à prix fixes) épargnent aux producteurs d'avoir à participer au marché. Le but des modèles de structure de paiement par prime et au comptant a été d'encourager les producteurs soutenus par les tarifs d'achat à participer au marché. En même temps, il s'agit de fournir aux producteurs des incitations financières pour produire de l'électricité pendant les périodes de demande élevée.

Schéma 10 : Modèle de tarif d'achat par prime

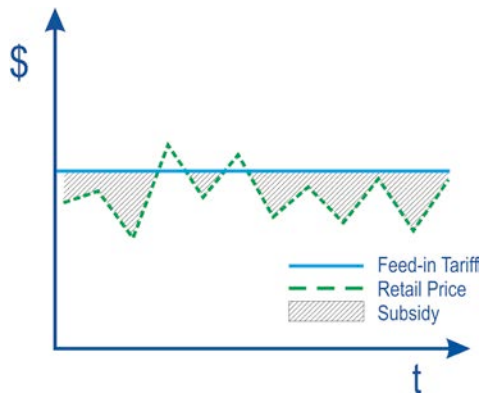


Source : Couture and Gagnon 2010

L'un des défis posés par le modèle des primes est que les technologies d'énergie renouvelable (comme l'énergie solaire et éolienne) ne peuvent pas répondre de façon rentable aux signaux du

marché. Ainsi, les structures basées sur les primes créent un effet d'incitation auquel les opérateurs de projet ne peuvent répondre. De plus, les tarifs d'achat par prime impliquent un risque de surcompensation aux investisseurs, dans la mesure où les paiements augmentent à chaque hausse des coûts conventionnels de l'électricité.

Schéma 11 : Modèle d'écart du marché



Source : Couture and Gagnon 2010

Le modèle d'écart du marché ressemble à l'approche des primes, mais il conserve l'élément de prix fixe des politiques à tarifs d'achat. Cependant, il fournit plus de clarté quant aux coûts mensuels et annuels précis de l'énergie renouvelable, car il peut être calculé d'après la somme de tous les paiements au-dessus du "prix de marché comptant".

Considérations supplémentaires : dans la mesure où les structures à prix fixe ne dépendent pas du marché, elles permettent de créer des conditions de stabilité pour les investisseurs, garantissant ainsi des revenus fiables dans la durée. Cette option de politique est également simple et transparente, et peut donc être plus facilement évaluée par les investisseurs. Les options dépendantes du marché comprennent un risque de sur ou de sous-compensation, puisque les prix futurs de l'électricité ne peuvent pas être prévus avec précision. Les recherches montrent que les politiques basées sur les primes sont en moyenne plus coûteuses que les politiques à prix fixes (Kein et al. 2010). D'autre part, les paiements à tarifs fixes ont été critiqués car ils entraînent une distorsion des prix du marché comptant et sont incompatibles avec le fonctionnement de marchés de l'électricité compétitifs (Lesser et Su 2008).

Intérêt pour la Tunisie :

Étant donné que la Tunisie ne dispose pas d'un marché au comptant fonctionnel, et que la plupart des transactions sont encore gérées par la Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG), il peut être difficile d'introduire des options élaborées sur les modèles des primes ou du marché comptant.

1.8 AJUSTEMENT DU TAUX DES TARIFS D'ACHAT

Les décideurs politiques doivent établir des mécanismes d'ajustement dans les politiques de tarifs d'achat pour garantir que leurs objectifs seront toujours atteints indépendamment des transformations du marché sur la durée. Plusieurs politiques sont possibles :

- Ajustements automatiques (ex: dégressivité fixe ou flexible) réalisés à partir du moment où un certain objectif est atteint (ex: installation de MW);
- Révisions périodiques (ex: annuelles) activant une révision des niveaux généraux des tarifs à intervalles réguliers;
- Dégressivité réactive ("plafonds et planchers" ou "corridors") permettant aux décideurs politiques de déterminer une plage précise de dégressivité annuelle, trimestrielle ou mensuelle (ex: si 1000 MW sont installés en 2013, le taux diminue de 5%; si 2000 MW sont installés, le taux diminue de 6%).

Considérations supplémentaires : l'approche adoptée pour l'ajustement de la politique a beaucoup de conséquences sur la sécurité des investisseurs (Ölz and Beerepoot, 2010; DB Climate Change Advisors, 2011a). Dans le but de minimiser les risques perçus et l'effet de refroidissement que les ajustements peuvent avoir sur les investissements, il est important que :

- Les ajustements soient appliqués uniquement aux futurs contrats
- Les délais (ou déclencheurs) des ajustements soient connus à l'avance
- Les taux d'ajustement continuent de refléter les conditions du marché dans la mesure du possible afin de garantir un retour sur investissement raisonnable
- Les ajustements n'aient pas lieu trop souvent.

En dernière instance, l'ajustement des prix de tarifs d'achat sur la durée est devenu l'un des éléments les plus importants pour garantir le succès d'une politique de tarifs d'achat. Le principal défi est de développer un cadre de travail suffisamment flexible pour s'ajuster aux réalités du marché dans la durée, et suffisamment stable pour créer un climat d'investissement rassurant.

1.8.1 AJUSTEMENT AUTOMATIQUE (DÉGRESSIVITÉ DES TARIFS)

La réduction annuelle automatique des taux de tarifs d'achat est souvent désignée par l'expression "dégressivité des tarifs". Cette approche se distingue de la démarche qui consiste à réaliser une révision administrative pour ré-établir les niveaux de tarifs, car elle a lieu de façon automatique. L'objectif de la dégressivité des tarifs d'achat est de suivre et d'encourager les transformations technologiques et la réduction des coûts. Dans certains cas, elle joue le rôle

supplémentaire de contrôle des taux de croissance du marché et permet de diminuer l'impact sur les entités chargées du paiement du taux. Il existe deux types de dégressivité des tarifs :

- **Dégressivité des tarifs prédéterminée.** Dans ce système, la dégressivité des tarifs est établie à l'avance et décrit clairement la quantité de projets qui seront rémunérés dans les années à venir (ex: diminution des tarifs de 5% par année).
- **Dégressivité des tarifs par réaction.** Selon ce système, la portée de la dégressivité des tarifs dépend du niveau de croissance du marché. Si la croissance du marché augmente plus rapidement que les prévisions des décideurs politiques, le taux de dégressivité (%/an) augmente, faisant ainsi baisser les tarifs plus rapidement.

Bien que la dégressivité prédéterminée fonctionne relativement bien dans le cas des technologies dont les coûts changent lentement (ex: 1%/an), elle est susceptible de s'éloigner de la réalité du marché sur la durée dans le cas des technologies subissant des transformations technologiques plus rapides.

Il en résulte que la dégressivité des tarifs par réaction est généralement utilisée dans le cas des technologies disposant d'un potentiel de croissance élevé et partant d'un potentiel de réduction des coûts rapide (Jacobs and Pfeiffer 2009, Couture et al. 2010).

Considérations supplémentaires : l'ajustement automatique des tarifs d'achat augmente la prévisibilité et la sécurité des investissements pour les développeurs de projets d'énergie renouvelable, car il limite les délais et les possibilités d'intervention dans la conception de la politique. De plus, la dégressivité tient compte de l'apprentissage technologique et donc des baisses des coûts technologiques. Cependant, des préoccupations ont récemment fait surface sur certains marchés où les taux à dégressivité prédéterminée se sont éloignés de la réalité des marchés.

Par ailleurs, il est important de souligner qu'il est possible de ne pas faire appel à la dégressivité des tarifs, en choisissant à la place de réviser de façon annuelle ou biennale les niveaux de tarifs (voir Section 7.1.2). En fait, certaines juridictions font appel à ces révisions administratives pour la plupart des technologies d'électricité renouvelable, et utilisent la dégressivité des tarifs uniquement dans le cas de l'énergie solaire PV.

Intérêt pour la Tunisie : bien que la Tunisie se concentre actuellement sur l'énergie éolienne, le pays a aussi exprimé son intention d'étendre les investissements dans les applications solaires PV et solaires thermodynamiques, telles que les centrales solaires thermodynamiques. La dégressivité des tarifs peut être applicable à ces technologies dans les années à venir.

Étude de cas : L'Allemagne

Par le biais de la dégressivité réactive, l'Allemagne entend réduire la croissance du marché en réduisant les niveaux de tarif une fois que la capacité installée sur une certaine période dépasse la capacité initialement ciblée (DBCCA 2011a). Entre 2000 et 2009, la dégressivité des taux de tarifs d'achat de l'Allemagne était modeste et les ajustements par rapport à l'EEG avaient lieu à intervalles réguliers. Au cours des années 2009-2011, la baisse rapide des coûts des modules solaires PV a poussé l'Allemagne à ajuster plus rapidement ses taux de tarifs d'achat PV afin de gérer le volume d'installation annuelles de PV dans le cadre de son programme de tarifs d'achat (par exemple, en associant la dégressivité PV au volume d'installations de PV lors des périodes précédentes et en révisant la politique PV plus régulièrement).

En vertu de l'amendement de l'EEG 2012, l'Allemagne va continuer d'ajuster les taux PV de façon périodique. Le corridor d'installations annuelles actuel est de 2500 à 3000 MW : Les taux PV changeront de façon mensuelle selon le calendrier de dégressivité basé sur le volume présenté ci-dessous. La dégressivité mensuelle est ajustée tous les trois mois, en fonction de la somme de capacité PV installées pendant la période de 12 mois précédente. Comme le montre le schéma ci-dessous, le taux des tarifs d'achat disponible diminuera de 2,8% chaque mois pendant trois mois si la capacité de 7500 MW est installée pendant la période précédente de 12 mois. Si une capacité inférieure à 1000 MW est installée pendant la période précédente de 12 mois, le taux de tarifs d'achat augmentera de 0,5% pendant trois mois. Au total, les tarifs d'achat peuvent diminuer d'un maximum allant jusqu'à 29% ou augmenter jusqu'à 6% sur une période de 12 mois.

Tableau 4 : Nouveau calendrier de dégressivité mensuel basé sur le volume de l'Allemagne (2012)

Capacité installée pendant la période précédente de 12 mois	Dégressivité mensuelle
7500 MW	2,8%
6500 MW	2,5%
5500 MW	2,2%
4500 MW	1,8%
3500 MW	1,4%
2500 – 3500 MW (corridor cible)	1%
Moins de 2500 MW	0,75%
Moins de 2000 MW	0,5%
Moins de 1500 MW	0%
Moins de 1000 MW	-0,5%

Source : BMU 2012. (28 juin 2012). Die wichtigsten Änderungen der EEG-Novelle zur Photovoltaik 2012.

Un passage similaire vers une dégressivité plus fréquente ayant eu lieu aussi bien en Espagne qu'au Royaume-Uni, tout deux ajustent maintenant leurs tarifs PV de façon trimestrielle.

1.8.2 RÉVISION PÉRIODIQUE

Les révisions sont des analyses périodiques exigées par les organismes régulateurs des politiques de tarifs d'achat, qui servent à évaluer l'impact sur la croissance du marché, la stabilité des réseaux, les coûts gouvernementaux et/ou l'environnement. Dans de nombreuses juridictions il existe deux types de révisions différentes :

1. Des révisions se limitant seulement à un ensemble précis de problématiques, par exemple les niveaux de tarif et l'ajustement de l'inflation, et qui sont généralement effectuées chaque année, ou tous les deux ans.
2. Des révisions impliquant l'évaluation intégrale du cadre général des politiques de tarif d'achat, notamment l'admissibilité des technologies, les planchers, les taux des tarifs, les catégories de taille (dans le cas des tarifs différenciés par taille), les taux de dégressivité etc.

Pour les investisseurs, les révisions mettent en évidence les possibles changements de politiques, tels que les baisses des taux et dans la conception globale du programme. En conséquence, elles peuvent engendrer une incertitude considérable dans le marché si les décideurs politiques ne communiquent pas à propos de la portée de la révision et de ses limites. Il est important de souligner que les modifications de politiques mises en place à la suite d'une révision de chaque type **n'affectent que les nouveaux contrats**, et pas les contrats existants. De telles modifications rétroactives se sont montrées hautement préjudiciables pour la confiance des investisseurs, l'exemple le plus éloquent étant celui de l'Espagne.¹⁸

Considérations supplémentaires : contrairement aux révisions intégrales des programmes, les révisions limitées au niveau des tarifs d'achat (en combinaison avec les taux de dégressivité) rassurent les investisseurs quant au fait que les fondements des politiques de tarifs d'achat restent les mêmes. Cette distinction est particulièrement importante dans le cas des technologies dont les prix sont hautement volatiles (telle que l'énergie solaire PV), pour lesquelles les ajustements des prix sont probablement plus souvent nécessaires que les ajustements intégraux de programme. Les interruptions inopinées de la politique peuvent provoquer une incertitude significative chez les investisseurs et entraîner une fuite des capitaux (DBCCA 2010). La modification rétroactive des contrats existants est donc à éviter à tout prix.

¹⁸http://www.e3analytics.ca/wp-content/uploads/2012/05/Analytical_Brief_Vol3_Issue1.pdf. Pour une mise à jour plus récente sur l'Espagne, voir aussi : http://www.e3analytics.ca/wp-content/uploads/2012/05/Analytical_Brief_Vol4_Issue1.pdf

Étude de cas : L'Espagne

En réponse à des tarifs d'achat du solaire surévalués et à une vue d'ensemble erronée, l'Espagne a installé plus de 2600 MW de capacité solaire PV en 2008, soit pratiquement 50% de l'installation mondiale pour cette année. Cette croissance rapide du marché a pris de court les décideurs politiques et les a conduit à un changement politique drastique : l'inclusion d'un plancher de 500 MW annuel sur les installations futures et de nouveaux mécanismes d'enchères pour attribuer les contrats futurs. Depuis cet échec, l'expérience de l'Espagne est souvent évoquée par les décideurs politiques du monde entier comme un exemple à ne pas suivre, illustrant parfaitement comment les tarifs d'achat peuvent être victimes de leur propre réussite.

À la suite de cet épisode, qui s'ajoute aux problèmes continus rencontrés par le secteur espagnol de l'électricité, le gouvernement a pris un certain nombre de mesures très controversées, y compris des modifications rétroactives des contrats solaires existants ainsi qu'un moratoire temporaire sur le développement de l'énergie renouvelable.

Source : <http://www.windpowermonthly.com/news/1124473/Subsidy-moratorium-may-last-until-2017/>

Étude de cas : La Malaisie

La Malaisie utilise un ajustement automatique décroissant du taux, déclenché chaque année. Cette dégressivité est associée à une révision formelle des taux de tarifs d'achat déclenchée tous les trois ans. Les taux ne peuvent pas être ajustés de façon rétroactive : «...*Le taux des tarifs d'achat sera réduit de façon progressive chaque année en fonction du taux de dégressivité applicable à compter du 1er janvier de chaque année après la date d'entrée en vigueur de cette loi...*

§ 18 (1) L'autorité examinera le taux de dégressivité pour toutes les catégories d'installations d'énergie renouvelable au moins une fois tous les trois ans après la date de cette loi... dans le but d'améliorer la performance générale du système de tarifs d'achat et ainsi de mieux atteindre les objectifs de cette loi...

(6) Les taux de dégressivité révisés ne s'appliquent pas aux détenteurs d'accords existants avant l'entrée en vigueur de ces taux.

Loi sur l'énergie renouvelable de 2011 (P.O.M. 2011, 17)(Malaisie)

1.9 SUPERVISION NATIONALE

Tous les pays adoptant des tarifs d'achat doivent conserver un registre des projets afin de suivre le développement des programmes et de superviser les progrès réalisés au regard des objectifs nationaux. Les juridictions requièrent généralement des services publics ou des autorités responsables de superviser la mise en place des tarifs d'achat l'émission de rapports périodiques décrivant les progrès réalisés au regard des points d'étape, des révisions prévues du programme, des défis ou des problèmes survenus. Ces rapports doivent également formuler les recommandations pour les ajustements futurs. Ce processus est l'occasion d'identifier et de traiter les problèmes au moment où ils surviennent, de rassembler les données concernant les réussites et les impacts des programmes, et d'identifier les enseignements et les bonnes pratiques pouvant être appliqués dans d'autres juridictions (Mendonça et al. 2009b). Par exemple, les rapports de suivi peuvent inclure des informations sur les impacts de réduction des GES, sur la création d'emploi et sur les impacts dans le secteur de la fabrication résultant de la politique (Allemagne 2007).

Étude de cas : L'Espagne

L'Espagne a connu une forte croissance du développement de l'énergie solaire entre 2004 et 2008, avec des taux de croissance des capacités solaires de plus de 800% en 2007 et de plus de 900% en 2008 (Casado 2009). La réponse du secteur solaire aux tarifs d'achat a exigé une amélioration du système de supervision pour suivre cette avancée au regard des objectifs et gérer la file d'attente. Cela s'est révélé particulièrement important pour s'assurer que les tarifs d'achat étaient bien attribués aux développeurs suivant l'ordre des installations, comme établi par les règles de file d'attente de la politique. Une plateforme technologique appelée PREFO a été utilisée pour créer un pré-registre des projets sur lequel les développeurs devaient s'inscrire à l'avance pour pouvoir obtenir un tarif d'achat. Les registres émettent quatre « appels d'offre » par an, avec des périodes de candidature de 1 à 2 mois pendant le trimestre précédent (Clifford Chance 2008).

1.10 FINANCEMENT/RÉCUPÉRATION DES COÛTS

Étant donné que les tarifs d'achat favorisent généralement des technologies d'énergie renouvelable qui sont plus coûteuses que la production d'énergie conventionnelle, les décideurs politiques établissent souvent des mécanismes pour récupérer les coûts supplémentaires. Ces mécanismes doivent être crédibles, transparents et durables dans le but de soutenir la croissance du marché de l'énergie renouvelable (Azuela & Barroso, 2011).

Il existe plusieurs possibilités de financement du développement des énergies renouvelables :

1. **Augmentation du prix de l'électricité.** Dans la plupart des pays européens ainsi que dans d'autres pays développés, les tarifs d'achat sont souvent financés par le biais de l'augmentation du prix de l'électricité. Dans un certain nombre de pays, il existe une exception pour les industries à forte consommation d'énergie, tel que les rails électriques, les producteurs de ciments et les producteurs d'aluminium (Mendonça et al. 2009b)

2. **Budget gouvernemental.** Cela implique le paiement direct des investissements pour l'énergie renouvelable à partir des revenus généraux du gouvernement. En général, s'ils ont le choix, les investisseurs et les décideurs politiques préfèrent une récupération via l'augmentation des tarifs car c'est une méthode perçue comme étant plus sûre et plus fiable.
3. **Fonds nationaux pour l'énergie renouvelable.** Dans le but de séparer clairement les flux de revenus pour le financement des tarifs d'achat des autres ressources financières, c'est-à-dire des revenus du pétrole et du gaz, certains pays ont choisi d'établir un fonds pour les tarifs d'achat. Cette approche implique généralement un plafond fixe du nombre total d'énergie renouvelable pouvant être financée en vertu de ce programme.

Considérations supplémentaires : le fait de financer les politiques de tarifs d'achat par le biais des tarifs d'électricité n'impose pas de charge financière directe au gouvernement, augmente la sécurité des investisseurs et améliore la rentabilité des projets. D'un autre côté, cette mesure peut ne pas être populaire au sein de la population et particulièrement des personnes à faibles revenus si la hausse des prix est trop rapide, ou perçue comme étant réalisée de manière injuste (par ex. : avec trop d'exonérations pour les grandes industries). Cela peut augmenter les risques politiques et réglementaires. Plus encore, dans les pays en voie de développement, le financement par hausse des prix peut être compliqué en raison de la faible moyenne des niveaux de revenus et de l'existence de subventions pour les sources conventionnelles d'énergie.

Intérêt pour la Tunisie : la manière de financer la politique de tarifs d'achat est une décision qui doit être évaluée par les décideurs politiques, à la lumière de la structure du marché de l'électricité domestique ainsi qu'en fonction du climat politique général. À cet égard, il est possible de tirer de précieuses leçons des autres juridictions.

Étude de cas : La Norvège

En Norvège, les revenus du pétrole et du gaz contribuent au fonds de pension global du gouvernement (GPFG). Il dispose d'un portefeuille d'investissement varié, composé d'actions, de titres à revenu fixe et de biens immobiliers. À la fin de l'année fiscale 2010, des actions d'une valeur de 27,5 milliards de NOK en technologie propre, environnementale et durable intégraient ainsi la gestion du fonds. Le GPFG a aussi investi dans les entreprises norvégiennes d'énergie renouvelable et de technologie propre situées en Chine, au Brésil et en Inde.

Étude de cas : La Malaisie

En Malaisie, il existe un fonds de tarifs d'achat, financé par une augmentation du prix de vente de l'électricité à hauteur de un pour cent. La répercussion des coûts a une limite de 1% du total des factures d'électricité émises par les titulaires de licences de distribution. L'augmentation du taux n'affecte pas les consommateurs à faibles revenus (<300 kWh/mois). Le concept ressemble à celui du « pollueur payeur », soutenant les mesures d'augmentation de l'efficacité électrique et en réduisant la consommation.

Étude de cas : Le Kenya

Le Kenya précise que les consommateurs d'électricité prendront en charge la plus grande part de la récupération des coûts. Le mécanisme de récupération des coûts pour la part restante n'est pas précisé dans la politique : « *Les opérateurs des réseaux devront récupérer auprès des consommateurs d'électricité 70% de la part du tarif d'achat, à l'exception du cas de l'énergie solaire, pour lequel ce pourcentage s'élèvera à 85%, ou devront suivre les indications de la Commission régulatrice de l'énergie au moment de l'approbation du PPA ou des révisions postérieures. En d'autres termes, il s'agit là d'un droit de passage.* » (Ministry of Energy, 2010b) (Rickerson et al. 2012).

1.11 CONCLUSION

Les politiques de tarifs d'achat offrent une large gamme d'options pour personnaliser le cadre du secteur de l'énergie renouvelable, selon les besoins propres à chaque pays. Cette flexibilité de mise en place est l'une des raisons pour lesquelles les politiques de tarifs d'achat sont devenues l'outil de référence pour un nombre important de gouvernements à travers le monde, cherchant à encourager les investissements au sein de leur marché de l'électricité. Alors que les politiques de tarifs d'achat cherchent généralement à augmenter *l'approvisionnement* en électricité, il est important de garder à l'esprit le rôle de l'efficacité énergétique et de la régulation de la demande pour créer une stratégie énergétique durable et intégrale.



PARTIE II: ANALYSE ET CALCUL DES TARIFS D'ACHAT

2.1 MÉTHODOLOGIE

Afin de préparer l'analyse des tarifs d'achats, l'équipe MCG a amassé une banque de données au sujet des valeurs initiales des différentes composantes des projets d'énergie renouvelable. L'équipe s'est basé sur l'étude stratégique du mix énergétique pour la production d'électricité en Tunisie, les études du Laboratoire national des énergies renouvelables (NREL) des États Unis, de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), de l'Agence internationale des énergies renouvelables (IRENA), de la Desertec Industrial Initiative (DII), du Lawrence Berkeley National Laboratory (LBNL) ainsi que des données privées détenues par MCG. Ces données proviennent des années 2009 jusqu'au Q4:2012. Nous nous sommes servis autant que possible des données provenant des pays dans la région du Moyen-Orient et du nord de l'Afrique (MENA), y inclus la Tunisie, afin de mieux 'contextualiser' les paramètres selon les conditions locales en Tunisie.

Lors de la première phase, nous avons effectué un survol des différentes sources et nous les avons comparées et évaluées. Suite à cela, les données ont été placées en tableaux afin de les comparer selon un scénario 'bas', 'moyen', ou 'élevé'. Ce travail a été effectué pour chacune des différentes technologies en considération, selon les tailles proposées:

1. le solaire photovoltaïque (1-10kW, 10kW-1MW, 1MW-10MW, 10MW-100MW),
2. l'énergie solaire thermique (CSP) de 10-100MW
3. l'énergie éolienne (1-10MW, 10-100MW)
4. et le biogaz¹⁹ (50kW-250kW, 250-500kW, 500kW-2MW, 2MW-5MW, 5MW-15MW).

De plus, il fallait également établir une base de données en ce qui a trait aux données financières (taux d'actualisation, taux de dette et de capitaux propres, etc.) selon les expériences internationales ainsi que des données disponibles au sujet de la Tunisie.

À l'aide de ces paramètres, nous avons utilisé le modèle financier exclusif du Meister Consultants Group (MCG) afin d'effectuer le calcul tarifaire pour chaque technologie. Le modèle se sert de la méthode de 'discounted cash flow' (DCF) qui permet de calculer un cout actualisé de génération selon l'utilisation de différentes technologies.

De prime abord, il est important de souligner que toutes les données incluses dans ce rapport sont préliminaires. Nous nous sommes basés sur les données disponibles au plan mondial et nous avons effectué nos propres calculs selon les données disponibles dans d'autres marchés semblables autant que possible. De plus, nous avons essayé de faire prévaloir les données les plus récentes afin de nous assurer que celles-ci soient autant précises que possible.

¹⁹ Une considération détaillée d'autres types de bioénergie telle que la biomasse n'était pas incluse dans le cadre initial du projet. En due de la complexité ainsi que la grande diversité de technologies et de combustibles sur le marché, une analyse approfondie serait requise afin de déterminer les couts actuels des différents systèmes de biomasse (ex. combustion de déchets, de résidus agricoles, etc.) Si l'intérêt dans la biomasse demeure, nous sommes prêts à entreprendre une telle analyse en collaboration avec les partenaires Tunisiens et de l'ANGED afin de déterminer la tarification appropriée pour ce type de système en Tunisie. Cela permettrait l'intégration de la biomasse au sein de la stratégie énergétique de la Tunisie.

Le premier tableau ci-dessous fourni un aperçu des données de systèmes PV à petite et à moyenne échelle, organisées selon un schéma de 'bas-moyen-élevé'. Cette approche permet d'apprécier la gamme considérable des couts et des données. NB : elle ne fournit qu'un survol du spectre de données possibles selon chaque catégorie; ces tableaux doivent donc être lus *horizontalement*, et non de façon verticale.

Tableau 5 : Spectre de couts possibles pour l'énergie solaire photovoltaïque (PV) à petite et à moyenne échelle: 1kW à 1MW

Données	Unité	Bas	Moyen	Élevé
Durée de construction	(mois)	2	6	10
Facteur de charge	(%)	16%	20%	24%
Dégradation annuelle	(%)	0,2%	0,5%	0,8%
Couts installés	TND / kW	4 481	8 033	13 338
Couts O&M fixes	TND/kW/année	16	47	79

Le prochain tableau donne un aperçu des données de base pour les systèmes à plus grande échelle. Nous avons inclus une colonne pour les données préconisées par l'étude du mix énergétique ou possible, selon les données fournies par celle-ci.

Tableau 6 : Spectre de couts possibles pour l'énergie solaire photovoltaïque (PV) à grande échelle: 1MW à 100MW

Données	Unité	Bas	Moyen	Élevé	Étude Mix
Durée de construction	(mois)	12	18	24	24
Facteur de charge	(%)	18	22	26	19
Dégradation annuelle	(%)	0,2	0,5	0,8	NA
Couts installés	TND / kW	2 840	6 433	9 765	5 540
Couts O&M fixes	TND/kW/année	12	42	72	44,28

Dans le cas de l'énergie solaire thermique (i.e. CSP), il a fallu se fixer sur une technologie, ainsi qu'une capacité de stockage fixe. Suite aux discussions avec la STEG et d'autres représentants en Tunisie, la technologie cylindro-parabolique a été choisie et notre scénario de base dans l'analyse économique qui suit dans la Partie 3 présuppose des systèmes équipés de six heures de stockage.²⁰

²⁰ Par contre, les systèmes à base de tour ('power tower'), où les rayons de soleil se font concentrés à l'aide de miroirs, pourraient peut-être offrir une productivité ainsi qu'un cout comparable.

Tableau 7 : Spectre de coûts possibles pour l'énergie solaire thermique (CSP cylindro-parabolique): 100MW

Données	Unité	Bas	Moyen	Élevé	Étude Mix
Durée de Construction	(mois)	12	24	36	36
Facteur de charge*	(%)	20%	30%	40%	30%
Coûts installés	TND / kW	6 604	10 372	15 451	11 302
Coûts O&M fixes	TND /kW/année	104	126	189	119,9
Coûts O&M variables	TND / MWh	1,58	4,72	7,87	NA

Étant donné que les systèmes solaires thermiques dépendent d'une haute qualité de réflectivité dans les miroirs paraboliques, les données démontrent l'inclusion des coûts d'opération et de maintenance (O&M) variables, ainsi qu'un niveau comparativement élevé de coûts variables fixes. Cela est dû au fait que les miroirs doivent être régulièrement nettoyés. De plus, les systèmes cylindro-paraboliques dépendent d'infrastructures additionnelles, ainsi que de main d'œuvre plus spécialisée, qui augmentent également le coût installé ainsi que les coûts d'O&M.

Le tableau suivant fournit un survol des données de base des projets éoliens.

Tableau 8 : Spectre de coûts possibles pour l'énergie éolienne

Données	Unité	Bas	Moyen	Élevé	Étude Mix
Taille de projet	MW	10	45	100	60
Durée de Construction	(mois)	18	24	30	24
Facteur de charge*	(%)	28	35	42	30
Coûts installés	TND / kW	2 436	3 254	4 128	2 538
Coûts O&M fixes	TND /kW/année	19	56	94	19

Il y a une variation considérable vis-à-vis la qualité de la ressource éolienne; celle-ci peut avoir un impact considérable sur le coût final de génération de différents sites éoliens.

Finalement, nous avons examiné les coûts des systèmes de biogaz, débutant avec les plus petits systèmes de moins de 250kW jusqu'aux plus grand systèmes qui pourraient être installés dans les centrales d'épuration des eaux ou dans les sites d'enfouissement (ex. 5 - 15MW).

Tableau 9 : Spectre de coûts possibles pour l'électricité provenant du biogaz (CH₄) (50kW – 15MW)

Données	Unité	Bas	Moyen	Élevé
Durée de construction	(mois)	12	24	36
Facteur de charge	(%)	40%	60%	80%
Coûts installés	TND / kW	2 205	4 483	6 434
Coûts O&M fixes	TND / kW/année	154	241	328
Coûts O&M variables	TND / MWh	13,7	15,75	26,0

Au-delà de ces tableaux, nous avons également ajouté de nouvelles tailles et types de projets suite aux discussions qui ont eu lieu à Tunis le 3 octobre 2012 avec les partenaires Tunisiens. Nous avons considéré une nouvelle catégorisation des systèmes photovoltaïques, CSP, ainsi que de l'éolien et du biogaz (voir ci-dessous).²¹

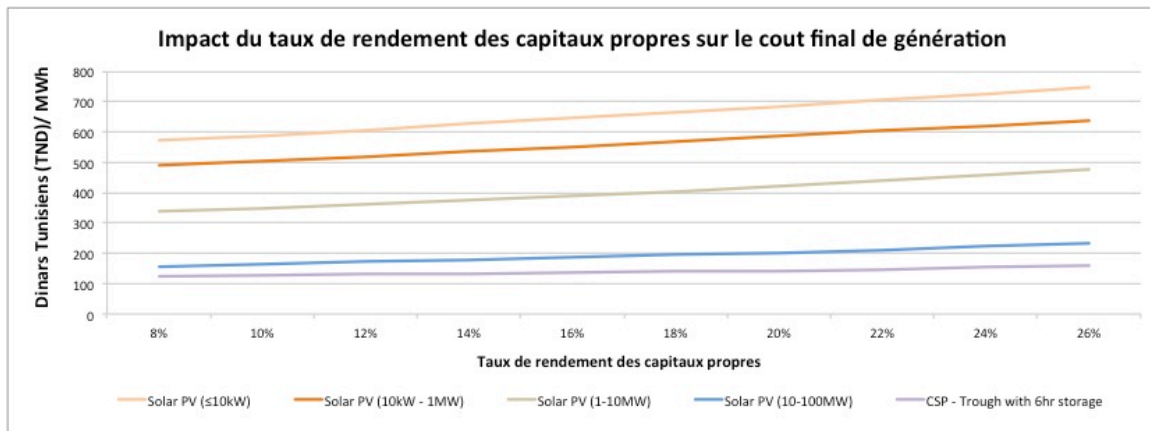
2.2. 'SENSITIVITY ANALYSIS'

Afin d'entreprendre l'analyse des variations possibles des coûts de génération, il est utile de considérer les différents scénarios plausibles. Dans ce contexte, on discute souvent de 'sensitivity analysis' ; c'est donc le terme dont nous nous servons ici.

De prime abord, le coût final de génération dépend de façon importante du rendement des capitaux propres requis par les bailleurs de fonds privés. Si les investisseurs estiment qu'il y a plusieurs risques et inconnus dans le régime réglementaire, la stabilité de la politique, ou la crédibilité du contrat de vente d'électricité (le PPA), par exemple, ils exigeront typiquement un rendement des capitaux propres supérieur. Il y a donc une relation générale entre la perception des risques (réglementaires, politiques, économiques, etc.) et le rendement requis. Bien qu'un calcul semblable soit aussi effectué par les bailleurs de fonds institutionnels (dont les banques traditionnelles, par exemple), nous examinons ici le cas des investisseurs privés.

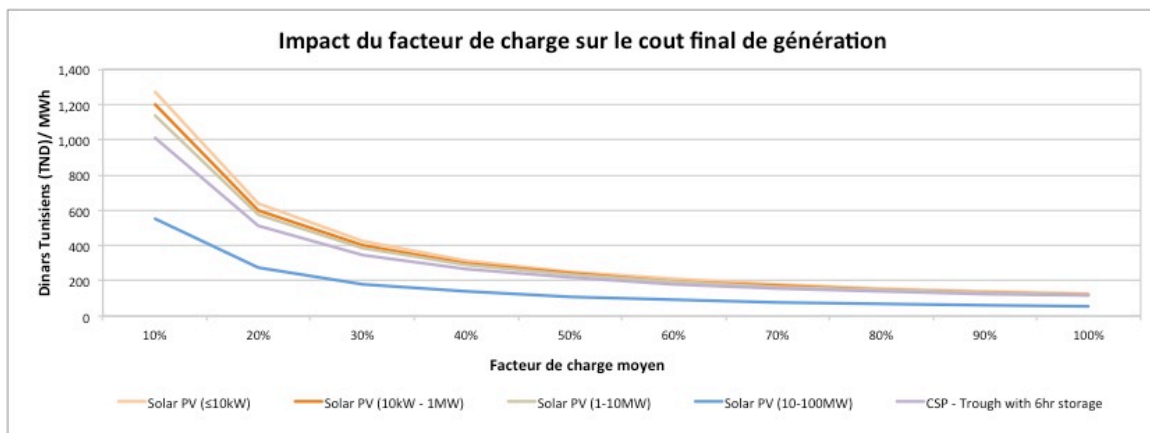
²¹ La question de l'éolien en mer a également été considérée. Par contre, nous constatons pour l'instant que puisque les coûts ainsi que les risques de l'énergie éolienne en mer sont bien supérieurs aux projets situés sur terre, et que la Tunisie soit déjà dotée d'un potentiel éolien considérable sur terre, qu'il est prématuré de considérer le développement des projets éoliens en mer en Tunisie. Au fur et à mesure que les sites terrestres sont développés, et que les coûts et les risques de l'énergie éolienne en mer baissent, la Tunisie pourra peut-être bien un jour vouloir considérer le développement de ce dernier afin d'atteindre ses objectifs nationaux.

Schéma 12 : Impact du rendement des capitaux propres



Une relation similaire se trouve lorsque l'on considère l'impact du facteur de charge sur le cout de génération actualisé. Un site éolien plus venteux, par exemple, permettra à l'exploitant de générer une plus grande quantité d'électricité par année, par rapport au même parc éolien situé dans un site moins venteux. Cela veut dire que les revenus annuels qui en résultent permettent à l'exploitant d'atteindre le niveau de rentabilité souhaité avec un tarif moindre.²²

Schéma 13 : Variation du Facteur de Charge (%)

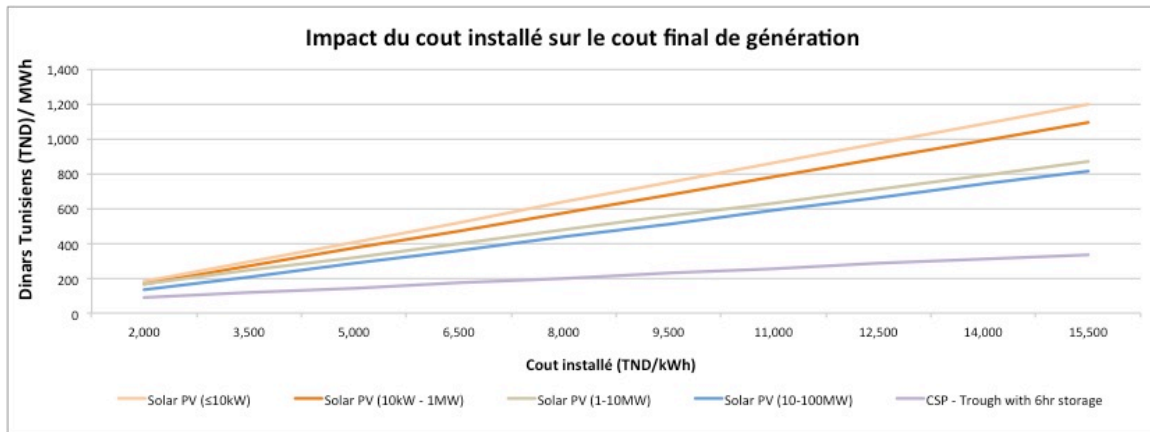


Une relation similaire est évidente lorsque l'on considère le cout installé. Un projet photovoltaïque qui est installé pour un cout moindre pourra récupérer son investissement et

²² NB : il y a d'autres moyens d'évaluer la productivité d'un projet d'énergie éolienne, dont le 'annual specific yield', qui établit une relation entre la surface balayée par les pales de la turbine éolienne et son rendement énergétique (Couture et al. 2010). Selon certains, cette méthode fournit une évaluation plus précise du rendement énergétique de chaque marque et modèle de turbine sur le marché, puisque la productivité dépend non seulement de la taille de la génératrice (MW) mais aussi de la surface que ses pales balayent.

atteindre le rendement souhaité avec un tarif moindre. Cela explique pourquoi les tarifs d'achat en Allemagne sont parmi les plus bas au monde, malgré le fait qu'ils bénéficient d'un facteur de charge moins important : leurs coûts installés sont parmi les plus bas au monde (Seel et al. 2012).

Schéma 14 : Variation du coût installé



2.3 PRÉSENTATION DES TARIFS D'ACHAT PRÉLIMINAIRES EN TUNISIE

Le tableau suivant fournit un survol global des différents paramètres sur lesquelles nous avons bâti notre analyse financière des tarifs d'achat en Tunisie. Évidemment, chacun de ces paramètres peut être modifié, soit à l'aide de données supplémentaires, ou en modifiant leurs valeurs selon l'intégration de considérations locales. Par exemple, le taux de la dette fourni par les bailleurs de fonds traditionnels pourrait varier d'un projet à l'autre, ainsi que d'une technologie à l'autre. De plus, le facteur de charge peut être élevé ou baissé selon les objectifs énergétiques de la Tunisie. Par exemple, un facteur plus bas (ce qui produirait un tarif plus élevé) pourrait permettre à une plus grande diversité de sites d'être développés. Ou encore, les coûts du raccordement au réseau peuvent varier d'un projet à l'autre, et d'une région à l'autre, ce qui peut influencer le tarif final requis.

De plus, les valeurs spécifiques de ces paramètres évoluent avec le temps. Cela est particulièrement important dans le cas de l'énergie solaire photovoltaïque, tarif qui doit donc être modifié régulièrement afin de suivre l'évolution continue des coûts et des marchés mondiaux. Par conséquent, les tarifs présentés ici, ainsi que les paramètres sur lesquels ils sont basés, devraient être modifiés au cours du temps et ne représentent que les tarifs recommandés pour Q4:2012.

Tableau 10 – Sommaire des données clés

Données de base	Unité	PV* 1–10kW	PV* 10kW – 1MW	PV* 1- 10MW	PV 10- 100MW**	CSP 100MW: Sans Stockage**	CSP 100MW: 6hr Stockage**
Durée de construction	Années	1	1	2	2	3	3
Facteur de charge	(%)	20	21	22	23	27	38
Coûts installés	TND / kW	4 500	3 700	3 210	3 054	6 694	8 470
Coûts O&M fixes	TND/ kW/an	62	59	56	53	198	256
Coûts O&M variables	TND / MWh	0	0	0	0	5	5
Rendement des capitaux propres	%	10	11	12	13	13	13
Taux d'intérêt (dette)	%	8	8	8	8	8	8
Coût moyen pondéré du capital	%	8,4	8,8	9,0	9,3	9,5	9,5
Durée du contrat de vente	Années	20	20	20	20	20	20
Terme de la dette	Années	12	12	12	12	12	12
Taux Dette vs. Capitaux propres	Rapport	80/20	80/20	75/25	75/25	70/30	70/30
Taux de dégradation	% / an	0,5	0,5	0,5	0,5	0	0
Taux d'inflation	%	4	4	4	4	4	4
Proportion du contrat indexé	%	5	5	5	5	10	10
Coût de génération Étude du Mix Énergétique	TND / MWh	NA	NA	365,98	365,98	NA	452,93
Coût de génération (2012) : Tarif d'achat actualisé	TND/MWh	367	300	266	247	520	453

*NB : Le facteur de charge pour la photovoltaïque augmente graduellement avec la taille de projet puisque les développeurs de plus grands projets ont tendance à être plus préoccupés par l'ombrage, l'emplacement, l'angle, le nettoyage, ainsi que l'optimisation de leurs projets.

**Nous présumons que les projets de cette envergure seront développés majoritairement sous le cadre d'appels d'offres, et non sous l'égide de la politique de tarifs d'achat.

Tableau 11 – Sommaire des données clés

Données de base	Unité	Éolien 1MW- 10MW	Éolien 10-100 MW*	Biogaz 50- 250kW	Biogaz 250- 500kW	Biogaz 500kW- 2MW	Biogaz 2-5MW	Biogaz 5-15MW
Durée de construction	Années	2	2	2	2	2	2	2
Facteur de charge	(%)	36	38	55	55	60	60	65
Coûts installés	TND / kW	3 354	3 054	6 254	5 982	5 462	4 948	4 461
Coûts O&M fixes	TND/ kW/an	66	62	294	280	262	240	226
Coûts O&M variables	TND / MWh	0	0	14	14	14	14	14
Rendement des capitaux propres	%	11	13	13	13	13	13	13
Taux d'intérêt (dette)	%	8	8	8	8	8	8	8
Coût moyen pondéré du capital	%	8,6	9	9,5	9,5	9,5	9,5	9,5
Durée du contrat de vente	Années	20	20	20	20	20	20	20
Terme de la dette	Années	12	12	12	12	12	12	12
Taux Dette vs. Capitaux propres	Rapport	80/20	80/20	70/30	70/30	70/30	70/30	70/30
Taux de dégradation	% / an	0	0	0	0	0	0	0
Taux d'inflation (%)	%	4	4	4	4	4	4	4
Proportion du contrat indexé	%	5	5	10	10	10	10	10
Coût de génération Étude du Mix Énergétique	TND / MWh	NA	121,32	NA	NA	NA	NA	NA
Coût de génération (2012) : Tarif d'achat actualisé	TND/MWh	164	148	275	264	226	207	177

*Nous présumons que les projets au-delà de 10MW seront développés principalement sous le cadre d'appels d'offres, et non sous l'égide de la politique de tarifs d'achat.

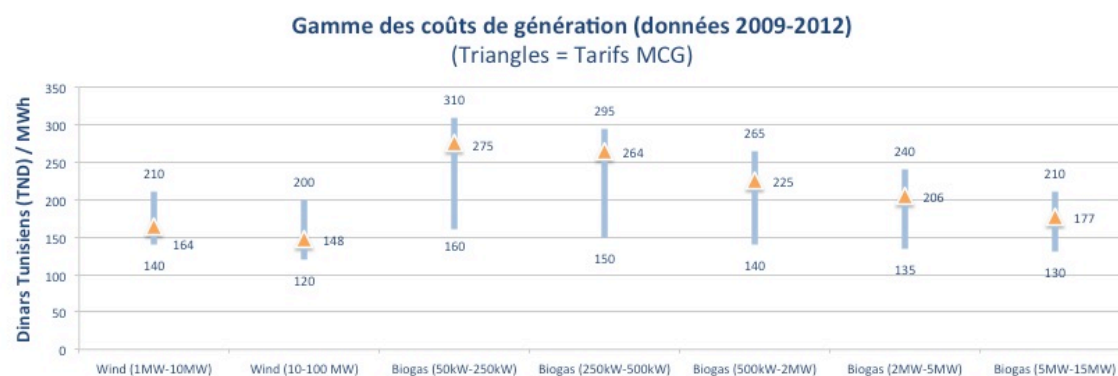
Il faut souligner que les tarifs présentés ci-dessus sont basés sur un taux d'actualisation du marché et non sur un financement concessionnaire.²³ Nous n'avons inclus aucun crédits, incitatifs, ou valeurs supplémentaires, dont les certificats de réduction d'émissions (CER). Les tarifs proposés ont été établis selon un taux d'actualisation que nous estimons réaliste en vue des conditions sociopolitiques, financières, et économiques actuelles de la Tunisie. De plus, nous avons présupposé un rendement des capitaux propres supérieur pour les projets au-delà de 10MW de taille, principalement parce que ceux-ci devront probablement obtenir leurs contrats par appels d'offre et non par tarifs d'achat garantis. Cependant, le taux de rendement final ainsi que le taux de la dette dépendra de la conception finale de la politique de tarif d'achat, ainsi que la perception globale de la crédibilité du contrat de vente et du cadre réglementaire qui gouverne la production et la vente d'électricité en Tunisie. De plus, il faut noter que le contexte politique peut également influencer les perceptions des bailleurs de fonds, ce qui peut se traduire par un taux d'actualisation supérieur, ou moindre, selon le cas.

Parmi les technologies incluses dans le tableau ci-dessus, celle qui devra probablement être révisée dans les années à venir c'est le solaire thermique (CSP). Nous nous sommes basés sur les meilleures données disponibles à cet égard, qui suggère un cout installé d'environ 8,470 TND pour un système avec 6h de stockage. Par contre, la majorité des technologies de stockage éprouvent une évolution rapide des couts ainsi que d'efficacité. De plus, il se peut bien que d'autres technologies que les systèmes cylindro-paraboliques que nous avons modélisés sont moins dispendieux, ou qu'ils le deviendront à l'avenir au fur et à mesure que les technologies s'améliorent. Le stockage ajoute évidemment un cout additionnel, mais il augmente également la productivité du projet; par conséquent, il se traduit par une réduction du cout final de génération. Des données plus précises au sujet du système visé (type de stockage, taille et conception du système, etc.) permettraient une analyse encore plus approfondie, surtout en vue de l'évolution continue des couts et la différenciation de l'offre dans ce marché.

Le graphique ci-dessous démontre de façon plus claire la gamme des tarifs possibles pour les technologies incluses, accompagnée des tarifs que nous proposons dans le cadre de cette étude. Le facteur de charge pour le biogaz a été ajusté selon des données récentes obtenues de systèmes dans la région du nord de l'Afrique, notamment du Maroc, qui suggère un facteur moins élevé (NB : le tarif pour les systèmes éoliens est basé sur un projet de 10MW ou moins qui se sert de turbines à taille industrielle).

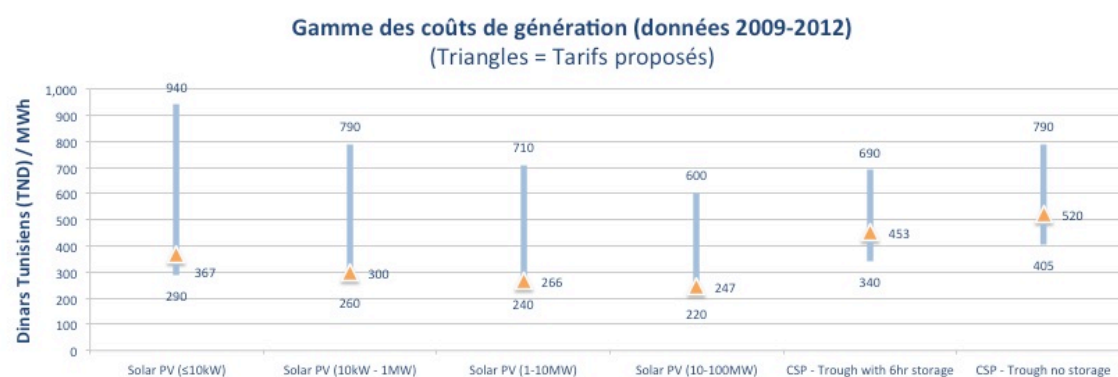
²³ Dans l'analyse d'impact, nous examinons la différence que causerait l'application d'un financement concessionnaire de 4% sur la portion de dette requise.

Schéma 15 : Gamme des couts de génération : Éolien et biogaz (Q4:2012)



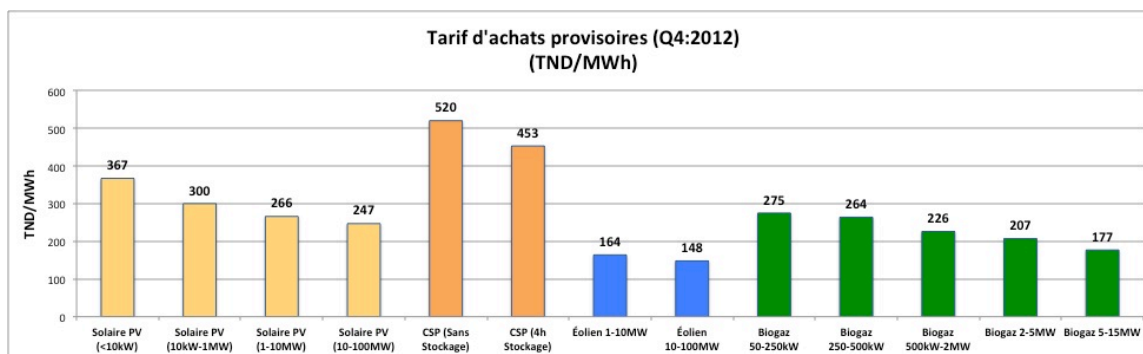
Le graphique suivant démontre les couts de génération pour les systèmes PV ainsi que CSP.

Schéma 16 : Gamme des couts de génération : PV et CSP (Q4:2012)



Finalement, le graphique suivant fournit une représentation globale de chacun des tarifs en détail, y inclus les nouveaux tarifs pour les systèmes intermédiaires.

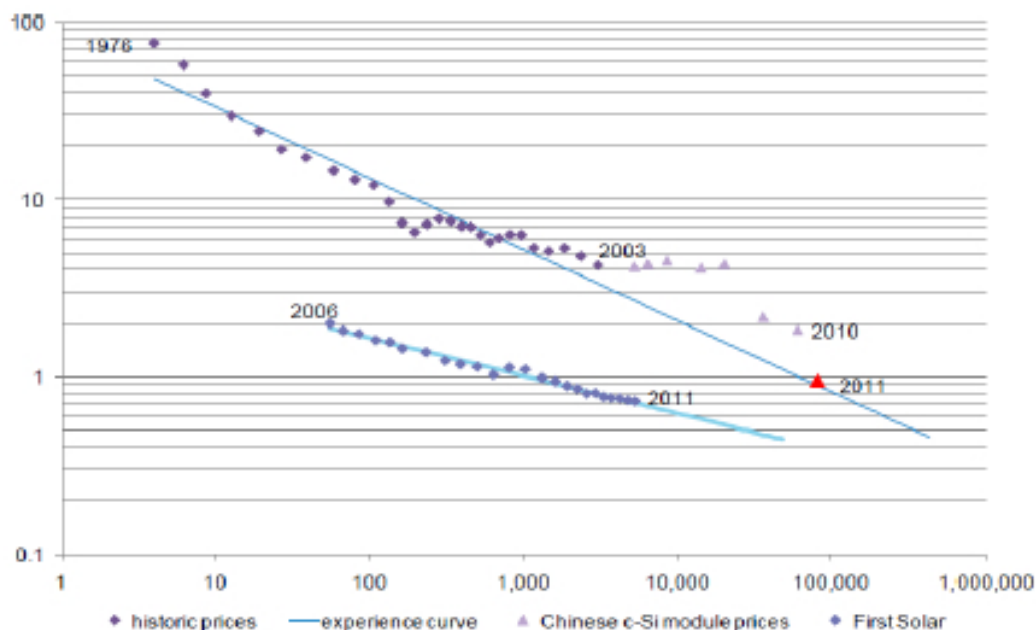
Schéma 17 : Graphique des tarifs provisoires (Q4:2012)



2.4 DÉGRESSIVITÉ

Au-delà des tarifs, il faut également considérer l'évolution des coûts technologiques d'ici l'avenir, soit jusqu'à 2030. Chaque technologie éprouve une réduction différente à cet égard. Par exemple, la majorité du potentiel pour la réduction des coûts en énergie éolienne a déjà été exploité et le taux de réduction actuel est conséquemment moindre que celui du photovoltaïque. Les graphiques ci-dessous fournissent un aperçu de l'évolution rapide des coûts dans le secteur de la PV.

Schéma 18 : Courbe d'expérience pour la photovoltaïque (PV)

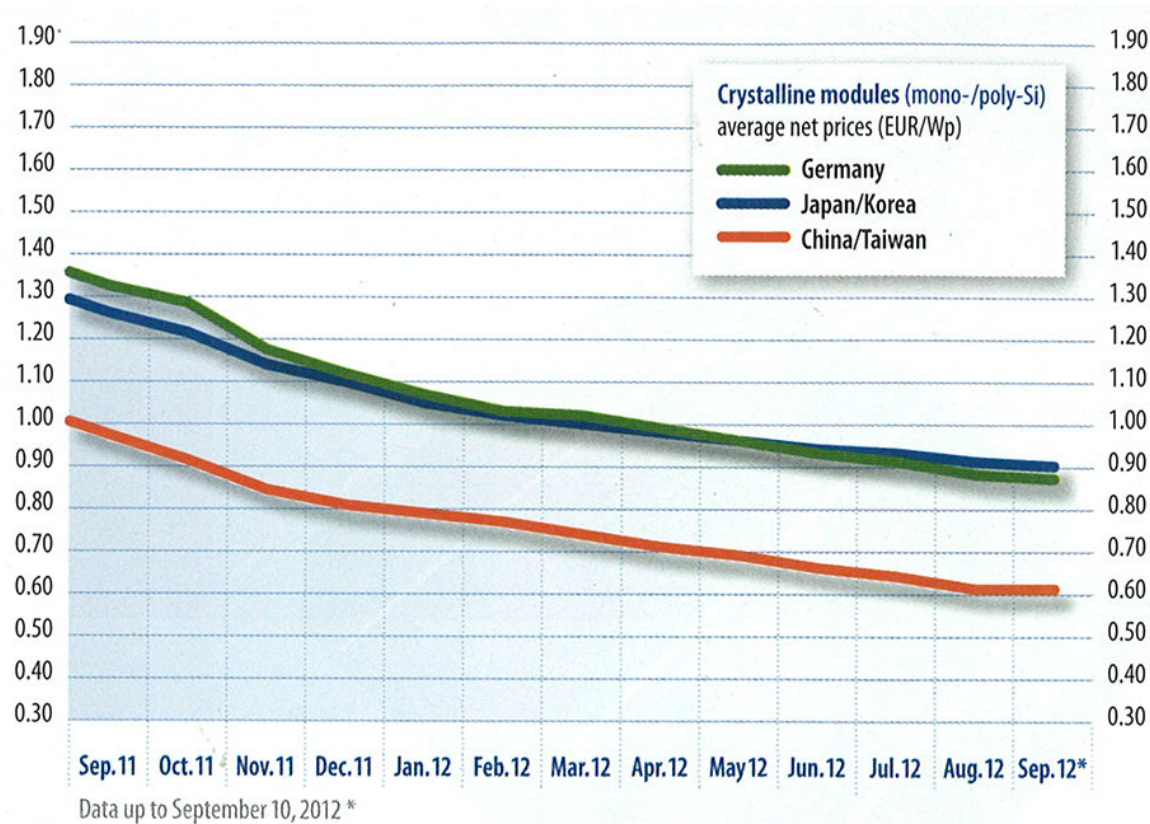


Source : Bazilian et al. 2012

À l'aide des données récentes du coût des modules PV, il est possible d'observer l'évolution d'une des composantes intégrales des systèmes photovoltaïques. Par exemple, on peut bien observer la différence

entre les coûts des composantes en provenance de la Chine et le Taiwan vis-à-vis les coûts des modules produits en Allemagne ou au Japon.

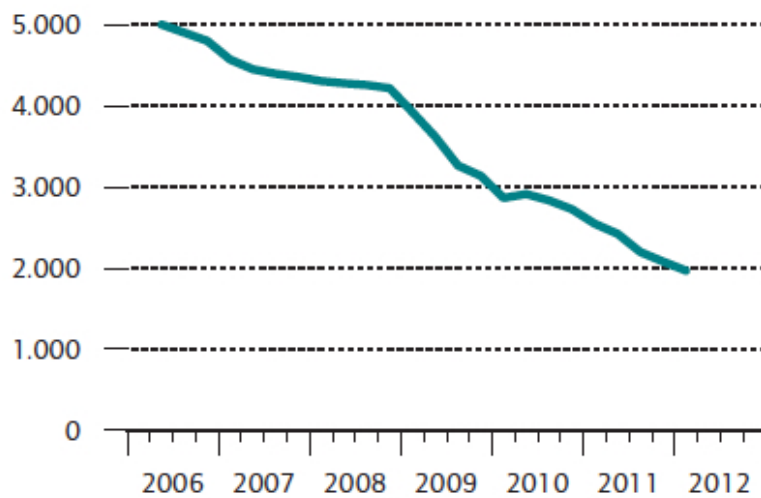
Schéma 19 – Coût moyen des modules photovoltaïques (2011-2012)



Source : Sologico 2012

S'appuyant sur les données récentes de l'évolution des coûts installés du photovoltaïque en Allemagne, le graphique suivant fournit un aperçu de l'évolution des coûts installés dans le marché de la photovoltaïque. Entre 2006 et le début 2012, les coûts installés ont éprouvé une baisse d'environ 60%. Ce phénomène a forcé plusieurs modifications aux tarifs ainsi qu'au système de dégressivité afin de mieux suivre l'évolution rapide des coûts.

Schéma 20 : Cout installé moyen de systèmes PV <100kW en Allemagne (EUR)

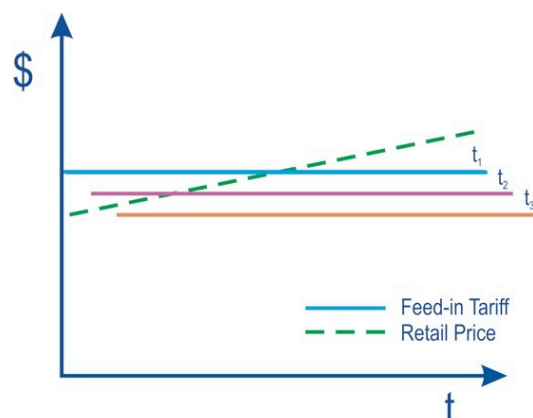


Source : Diekmann et al. 2012

Face à ce phénomène, les politiques de tarifs d'achats incorporent davantage une dégressivité; c'est-à-dire, une baisse périodique (souvent annuelle) dans les tarifs offerts aux projets futurs, exprimée en pourcentage par année (%/année). Le but de la dégressivité est d'une part de *suivre*, mais d'autre part d'*encourager*, la réduction des couts dans le marché.

Bien que les tarifs offerts aux projets déjà construits demeurent les mêmes, ceux offerts aux projets futurs éprouvent donc une baisse.

Schéma 21 : Schéma de la dégressivité



Source : Couture et Gagnon 2010

Plusieurs pays ont maintenant adopté une politique de dégressivité, dont l'Allemagne, le Royaume Uni, la Suisse, et la Malaisie entres autres. On peut observer l'évolution de la dégressivité elle-même depuis son introduction inaugurale dans l'Acte sur les sources d'énergies renouvelables en Allemagne 2000. Tel que démontré dans le tableau suivant, chaque technologie peut être accordée un différent taux de dégressivité.

Tableau 12: Dégressivité en Allemagne depuis l'an 2000

Technology Sector	Rate of Degression (%/yr)			
	2000 RES Act	2004 RES Act*	2009 RES Act	2012 Revisions
Hydro	0%	1%	1%	1%
Geothermal	0%	0%	1%	5% from 2018
Biogas	0%	1.5%	1.5%	1.5%
Biomass	1%	1.5%	1%	2%
Wind	1.5%	2%	1%	1.5%
Offshore Wind	0%	0%	5% from 2015**	7% from 2018
Solar PV	5%	5%	8-10%***	1.5% - 24%

*débutant en Janvier 2005

** & *** La politique a été modifiée à plusieurs reprises pour ces technologies entre 2009 et 2012.

Les stratégies de dégressivité sont récemment devenues plus sophistiquées, principalement dû à la réduction rapide qu'a éprouvé la photovoltaïque. Dans ce cas, il est devenu difficile de s'appuyer uniquement sur une dégressivité simple (réduction d'un certain % par année). Certaines juridictions, dont l'Allemagne et le Royaume Uni, viennent récemment de développer des stratégies 'volumétriques', ce qui veut dire que le taux de dégressivité varie selon la croissance du marché. D'autres juridictions, dont l'Ontario, ont plutôt choisi d'ajuster les tarifs de façon administrative à chaque année, ou à toutes les deux années selon la technologie.

Chaque juridiction doit donc choisir sa stratégie selon ses objectifs et selon sa perception de l'évolution future des couts.

2.4.1 DÉGRESSIVITÉ POUR LA TUNISIE

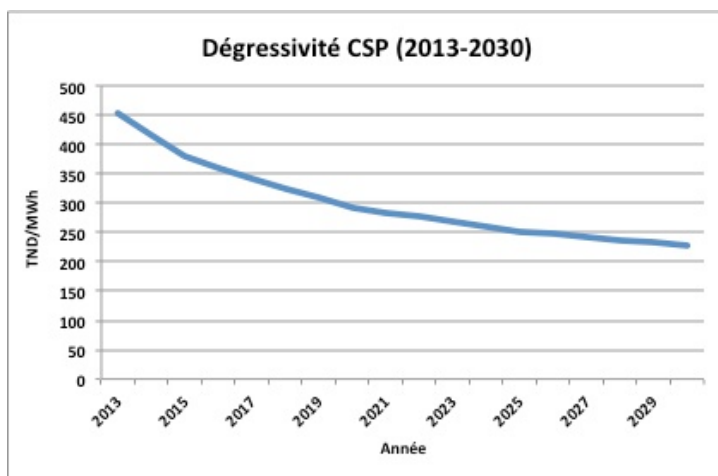
Dans le contexte actuel, les technologies principales qui risqueront d'être affectées de façon significative par la dégressivité sont le photovoltaïque et l'électricité solaire thermique (CSP). Les secteurs de l'éolien et du biogaz éprouvent des réductions moindres et sont actuellement considérées beaucoup plus 'matures'. Dans notre scénario central, nous estimons une dégressivité de 1% par année pour chacune de ces deux dernières technologies.

Pour le CSP, nous nous sommes basé sur plusieurs analyses récentes qui traitent de l'évolution des couts de cette technologie, avec une emphase sur les systèmes cylindro-paraboliques. Selon plusieurs

analyses (Hernandez-Moro et al. 2012, Lilliestam et al. 2012, Trieb et al. 2011, Viebahn et al. 2011, IPCC 2011, Neij et al. 2003), nous nous attendons à ce que les coûts du CSP baissent d'environ 10% avec chaque doublement de la capacité mondiale installée. L'analyse de l'IPCC suggère une réduction annuelle des coûts du CSP de $10\% \pm 5$ (IPCC 2011).

Selon cette présupposition, à l'aide de plusieurs prévisions (AIE 2010, Greenpeace 2009, Trieb 2011), qui prévoient une capacité mondiale installée de 240GW à 337GW en 2030, on peut dériver un taux de dégressivité basé sur la courbe d'expérience unique au CSP. Notre scénario intermédiaire propose donc une dégressivité de 8,5% par année durant les premières deux années, suivit par une dégressivité de 5% jusqu'à 2020, de 3% par année jusqu'à 2025 et de 2% par la suite.

Schéma 22 : Dégressivité du tarif CSP

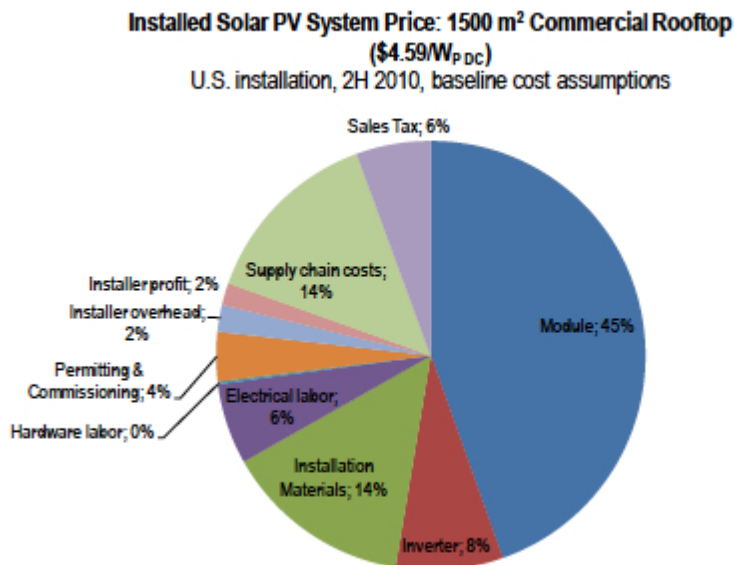


Source : IFOK 2012

Pour le photovoltaïque, nous nous sommes basés sur les courbes d'expérience afin de dériver une dégressivité qui reflète l'évolution continue de cette technologie. Bien que les coûts du PV ont baissés rapidement dans les années récentes, la courbe d'expérience dans ce secteur suggère un nivellement de cette tendance.

De plus, il faut souligner que le coût des modules ne représente que de 40 à 60% du coût installé d'un système photovoltaïque, donc la dégressivité réelle sera toujours inférieure à la réduction du coût des modules.

Schéma 23 : Répartition du cout d'un système PV aux É-U en 2010



Source : NREL 2012

Il faut donc estimer que les couts installés du PV vont continuer à baisser, mais à un taux ralentissant, au fur et à mesure que le potentiel de réduction soit épuisé. Suivant cette logique, la majorité des analyses actuelles suggèrent un cout entre EUR 0,05 – 0,10/kWh d'ici 2030.

Schéma 24: Prévisions du cout de génération de l'énergie solaire PV

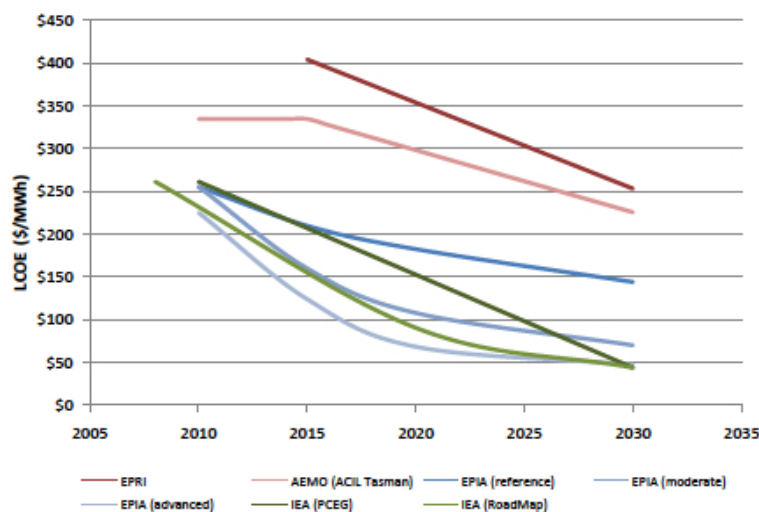


Figure 1: Solar photovoltaic cost projections (Direct Normal Irradiation = 2445 kWh/m²/yr)

Source : Hearps and McConnell 2011

Par conséquent, l'étude actuelle modélise une dégression décroissante qui suit aussi la courbe d'expérience pour le solaire photovoltaïque, débutant avec une dégressivité annuelle initiale de 12% en 2014, de 11% en 2015, et ainsi de suite jusqu'à 1% pour la période 2025-2030.

Évidemment, en vue de l'évolution rapide du secteur PV, toute prévision de l'évolution future des coûts du photovoltaïque doit reconnaître ses limites. Il est donc important de permettre l'ajustement du cadre tarifaire selon l'évolution actuelle des coûts. Cette analyse fixe une dégressivité tendancielle pour chaque technologie principalement afin de pouvoir calculer les coûts anticipés de la stratégie énergétique, en se basant sur l'évolution tendancielle des technologies incluses.

Tableau 13 : Dégressivité tentative pour la Tunisie (2014-2030)

Technologie	Taux de Dégressivité Annuelle (%) : 2014 - 2030																
Année 20__	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30
Éolien	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
Biogaz	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1	1
CSP	8,5	8,5	5	5	5	5	5	3	3	3	3	3	2	2	2	2	2
Solaire PV	12	11	10	9	8	7	6	5	4	3	2	1	1	1	1	1	1

Tel que démontre le tableau précédent, nous présumons que la stratégie énergétique sera implantée en 2013 et que la première dégressivité aura lieu en 2014, soit une année après le lancement de la politique de tarifs d'achat. L'impact de la dégressivité peut être mieux observé dans la section suivante dans le contexte de l'analyse d'impact économique.

2.5 CONCLUSION

Étant donné que la politique de tarifs d'achat ne sera peut-être implantée qu'en 2014, les données présentées ci-dessus ainsi que les paramètres choisis devront peut-être être soumis à une nouvelle avant qu'ils puissent être utilisés directement dans l'établissement des tarifs d'achats en Tunisie. Néanmoins, nous sommes confiants qu'ils sont basés sur les coûts actuels du marché et qu'ils incorporent des estimations réalistes des paramètres dans le contexte Tunisien.

Afin que le système de tarifs d'achat puisse éprouver un succès, il faut que le cadre réglementaire soit révisé périodiquement, que les procédures administratives soient claires et transparentes, et que le processus lui-même soit efficace et flexible. En fin de compte, les tarifs ne constituent qu'une composante d'une politique de tarifs d'achat réussie.



PARTIE III: ANALYSE DES COÛTS ET DES ÉCONOMIES DE LA STRATÉGIE ÉNERGÉTIQUE EN TUNISIE

3.1 INTRODUCTION

La section actuelle fournit une analyse détaillée des impacts et des coûts de la stratégie énergétique en Tunisie.

3.2 VUE D'ENSEMBLE DES DIFFÉRENTS MODÈLES DE RÉCUPÉRATION DES COÛTS

Les politiques de tarifs d'achat comportent deux coûts principaux : l'administration du programme et le paiement des tarifs d'achat aux générateurs d'énergie renouvelable.²⁴ Un système de tarifs d'achat bien conçu jouira d'un mécanisme de récupération des coûts crédible, transparent et durable. Il existe quatre grandes catégories de récupération des coûts engendrés par une politique de tarifs d'achat. Ces options sont explorées séparément ci-dessous et peuvent aussi être structurées sous la forme de modèles hybrides:

- (1) Un système financé par les usagers,
- (2) Un système financé par les contribuables,
- (3) Un financement provenant de sources supplémentaires, telles que la mise en vente aux enchères de crédits carbone, une réforme des subventions, des fonds internationaux ou une combinaison de ces sources; et pour finir,
- (4) Par le biais de la création d'un fonds spécial pour le financement des tarifs d'achat.

Bien que cette section du rapport aborde les programmes de tarifs d'achat principalement dans le cadre du financement des coûts supplémentaires, il est important de souligner que dans certaines circonstances les programmes de tarifs d'achat engendrent des épargnes. Cela dépend de plusieurs éléments, tels que la conception du paiement des tarifs d'achat, la qualité des ressources d'énergie renouvelable disponibles, les coûts locaux de la production conventionnelle, et les prévisions concernant les futures tendances des prix de l'énergie conventionnelle et renouvelable. De plus, les coûts des programmes de tarifs d'achat peuvent varier tout au long du cycle de vie des programmes. Par exemple, une politique de tarifs d'achat peut engendrer des coûts supplémentaires lors des premières années, mais entraîner des économies les années suivantes. Par ailleurs, les sources d'énergie apportées en ligne comme résultat des systèmes de tarifs d'achat peuvent supplanter les productions plus coûteuses au sein du système, comme par exemple les stations fonctionnant au diesel et au fioul. Dans ces cas-là, les principes explorés ci-dessous sont encore applicables, mais de manière inverse : la récupération des coûts du programme renvoie alors plutôt à la question de la gestion et de la distribution des avantages financiers du programme de tarifs d'achat, qui peut se traduire par des économies réalisées sur les subventions des combustibles fossiles, la réduction des subventions attribuées aux fournisseurs d'électricité, ainsi que par des économies potentielles pour les usagers.

24 Les tarifs de l'énergie renouvelable basés sur les coûts production sont généralement plus élevés que les coûts de production de l'énergie conventionnelle.

3.2.1 RÉCUPÉRATION DES COÛTS PAR LE BIAIS DES USAGERS

Dans plusieurs pays développés et dans la plupart des pays européens, les tarifs d'achat sont financés par le biais de l'augmentation des prix de l'électricité payés par les usagers. Les décideurs politiques peuvent gérer la récupération des coûts par le biais des usagers de deux façons différentes :

- En appliquant une augmentation équivalente pour tous les consommateurs d'électricité, indépendamment de leur consommation ou statut économique (c'est-à-dire par le biais d'une surtaxe par kWh ou d'une augmentation du prix moyen de l'électricité), ou en
- Distinguant les coûts selon les usagers afin de réduire ou d'éliminer l'impact sur certains groupes vulnérables (c'est-à-dire en éliminant les surtaxes pour les groupes aux revenus les plus bas ou en supprimant la surtaxe sur les premiers 50 kWh d'énergie consommés, ce qui est fréquemment appliqué dans les pays émergents).

Les petites augmentations des prix de l'électricité pèsent sur tous les consommateurs et les décideurs politiques cherchent souvent à minimiser l'impact sur les groupes aux revenus les plus bas et sur les secteurs industriels à forte consommation d'énergie. Par exemple, dans plusieurs pays, des exonérations spéciales sont prévues afin de protéger les industries à forte consommation d'électricité de l'ensemble des impacts provoqués par l'augmentation des prix. C'est notamment le cas en Allemagne et en Suisse.²⁵ De même, plusieurs pays en voie de développement, notamment le Kenya, la Malaisie, la Thaïlande et les Philippines exonèrent les usagers à faible revenus des surtaxes appliquées.²⁶ Ces exonérations ont pour résultat net d'assurer la prise en charge des coûts totaux par un sous-ensemble plus réduit d'usagers.

L'un des avantages des programmes de tarifs d'achat financés par les usagers réside dans le fait qu'ils sont moins sensibles aux effets externes, tels que les changements gouvernementaux ou les périodes de crises économiques, qui peuvent entraîner une réduction des crédits budgétaires alloués à l'énergie renouvelable. De plus, la récupération des coûts de politique est directement liée aux prix de l'électricité et la charge des coûts repose le plus sur ceux qui consomment le plus d'énergie (généralement les usagers les plus riches). Pour ces raisons, beaucoup de décideurs politiques et d'investisseurs préfèrent le financement par le biais des usagers à la récupération financée par les contribuables (abordée ci-dessous), en ce qu'elle permet d'obtenir plus de prévisibilité sur le long terme et réduit le risque pour l'investisseur.

L'utilisation de l'augmentation des tarifs d'électricité pour financer les politiques de tarifs d'achat s'est toutefois révélée compliquée dans les pays en voie de développement et les économies émergentes. Les utilisateurs à faible revenu rencontrent souvent des difficultés pour payer les tarifs d'électricité existants et sont ainsi beaucoup plus sensibles à l'augmentation des prix. Dans certains pays en voie de développement, le faible taux d'encaissement des factures et le vol d'électricité représentent une charge financière supplémentaire pour les fournisseurs d'électricité et peuvent compliquer l'efficacité de la gestion d'une augmentation des tarifs pour les usagers.²⁷ Plus encore, dans de nombreux cas,

²⁵ Mendonça et al. 2009, Couture et al. 2010

²⁶ UNEP 2012, 81.

²⁷ DB Climate Change Advisors, avril 2010

l'utilisation d'énergie fossile est fortement subventionnée par le gouvernement, augmentant ainsi le fossé entre les coûts des combustibles fossiles et ceux des énergies renouvelables. Cela tend également à rendre plus floue la limite entre les programmes de tarifs d'achat financés par les usagers et ceux financés par les contribuables, dans la mesure où la mise en place d'une augmentation des tarifs pour les usagers implique des dépenses gouvernementales afin de maintenir le même niveau de subventions.

3.2.2 RÉCUPÉRATION PAR LE BIAIS DU CONTRIBUABLE

Une alternative possible à la récupération des coûts par le biais des usagers est de financer la politique de tarifs d'achat via des crédits issus du budget national. L'avantage de cette approche est qu'elle soulage les usagers de la charge directe des coûts et crée un mécanisme de financement transparent et réglable. Cependant, si les revenus du budget général sont dérivés des impôts, cette approche peut toujours engendrer une charge économique sur les citoyens et les entreprises. En outre, étant donné que les budgets nationaux sont généralement négociés de façon annuelle, cette approche peut être victime des processus politiques et le crédit ne pas correspondre entièrement aux coûts de la politique. Selon la manière dont est structuré le système de récupération via les contribuables, cette approche peut réduire la sécurité à long terme pour les investisseurs, engendrant des cycles d'expansion et de ralentissement pour les investissements dans l'énergie renouvelable. Pour finir, l'augmentation des impôts est généralement mal perçue et représente en soi un défi politique.

3.2.3 FINANCEMENT À PARTIR DE SOURCES SUPPLÉMENTAIRES

D'autres sources de financement peuvent aider à couvrir ou à réduire les coûts d'un programme de tarifs d'achat. Les options généralement prises en compte comprennent la mise aux enchères de crédits carbone, la réforme des subventions pour la production conventionnelle, et l'accès à des sources de financement internationales. Ces options offrent le potentiel pour financer les tarifs d'achat sans augmenter directement la charge pesant sur les citoyens ou les entreprises du fait d'une augmentation des impôts ou des tarifs.

MISE AUX ENCHÈRES DES CRÉDITS CARBONE.

Une option de financement des programmes de tarifs d'achat passe par les revenus engendrés par la mise aux enchères des crédits carbone. Selon cette approche, les bénéfices résultant de la mise en vente des crédits carbone peuvent être placés dans un fonds et utilisés pour réduire les coûts de mise en place d'une politique de tarifs d'achat. Une telle approche peut aider à promouvoir une transition progressive d'un système de production d'énergie à base de combustible fossile vers un système de production d'énergie basé sur l'énergie renouvelable. Elle représente aussi un moyen de niveler le terrain entre les sources d'énergie renouvelables et fossiles, dans la mesure où ces dernières doivent obligatoirement internaliser leurs coûts externes.

Cependant, plusieurs défis sont posés par cette approche : tout d'abord, l'utilisation des revenus de la mise aux enchères des crédits carbone ou issus de prélèvements similaires a pour effet de plafonner implicitement les investissements dans le développement des énergies renouvelables, souvent à un faible niveau ; ensuite, à moins que le prix des émissions ne soit fixé ou qu'il ne dispose d'un prix plancher, une telle approche engendre un ensemble variable de fonds, qui à leur tour auront un impact négatif sur la sécurité de l'investissement et sur les coûts financiers. Autre inconvénient de ce système,

les agents sur qui les charges sont prélevées déplacent souvent le coût supplémentaire des taxes ou des procédés d'échange de droits d'émission sur le prix final de l'énergie ou de l'électricité, faisant finalement payer les consommateurs. Dans ce cas, il serait plus simple de choisir directement une option de politique financée par les usagers, car cela encouragerait plus de contrôle et de transparence sur les coûts totaux de la politique.

RÉFORME DES SUBVENTIONS DE PRODUCTION CONVENTIONNELLE.

Afin de mettre en place une politique de tarifs d'achat réussie, un gouvernement peut décider d'examiner et de réformer sa politique de subvention de combustible conventionnel. Le fait de supprimer les subventions des combustibles conventionnels peut réduire l'écart existant entre le prix de l'énergie renouvelable et celui des combustibles fossiles. Les pays dépendants des importations d'énergie peuvent faire des économies en supprimant des subventions concernant des combustibles importés onéreux et en utilisant les fonds ainsi « économisés » pour payer la politique de tarifs d'achat, qui sur le long terme stimule la production locale d'énergie renouvelable et permet de créer des emplois. De manière alternative, les pays qui vendent sur le marché domestique des combustibles fossiles produits localement avec une remise pour les clients locaux (comme c'est le cas en Tunisie) peuvent choisir d'exporter ces combustibles sur le marché mondial. Les revenus supplémentaires seront alors utilisés pour compenser le coût de mise en place d'une stratégie de mix énergétique. Une autre approche consiste à s'intéresser au fait que, dans plusieurs pays, la majeure partie des subventions aux combustibles fossiles bénéficie aux citoyens les plus riches, car ces derniers consomment souvent plus d'énergie sous la forme de pétrole, de gaz naturel et d'électricité.²⁸ La réforme du système de subvention, en adoptant un système prenant en compte le critère de ressources, peut être une autre approche pour réduire la charge fiscale et engendrer un ensemble de revenus pouvant être réaffectés afin de soutenir la production d'ER. Naturellement, le débat portant sur les subventions des combustibles fossiles est inévitablement sujet à controverses et difficile à organiser. Mais l'occasion d'aborder la question se présente de plus en plus souvent dans de nombreux pays, en partie du fait des défis politiques, environnementaux, économiques et fiscaux rencontrés.

SOURCES DE FINANCEMENT INTERNATIONALES.

Les dernières années témoignent d'un développement de la recherche pour identifier et développer des pistes potentielles de financement de l'énergie renouvelable. Si les gouvernements ne devraient pas trop compter sur les sources de financement internationales pour soutenir leurs politiques de tarifs d'achat, celles-ci peuvent constituer une possibilité à l'avenir.

Les organisations internationales et les banques multilatérales de développement soutiennent de plus en plus le développement et la mise en place de politiques de tarifs d'achat. Par exemple, le Programme des Nations Unies pour l'Environnement (PNUE) a développé un guide de rédaction des lois de tarifs d'achat spécialement conçu pour les pays en voie de développement, et a offert son aide aux pays intéressés par le développement de politiques (comme Trinité et Tobago). Cependant, le financement des coûts de politique est resté limité, bien que le programme GEF du PDUD ait récemment soutenu le

28 Global Subsidies Initiative (2010). 'Untold Billions : Fossil Fuel Subsidies, their Impact, and the Path to Reform,' disponible sur : http://www.iisd.org/gsi/sites/default/files/synthesis_ffs.pdf

développement d'un système de tarifs d'achat à l'île Maurice par le biais de deux projets. Le premier projet concernait le développement d'un système de tarifs d'achat pour un procédé initial allant jusqu'à 2 MW de systèmes d'ER, et le deuxième projet était centré sur un soutien supplémentaire aux tarifs d'achat pour les centrales solaires photovoltaïques. Les objectifs de l'île Maurice étaient d'obtenir une indépendance énergétique et de réduire l'émission de gaz à effet de serre en soutenant l'énergie durable pour les immeubles.²⁹

Quelques modèles de soutien à la récupération des coûts de politique ont été développés, tels que le programme de tarifs d'achat de transfert de l'énergie mondiale du conseil sur le changement climatique de la Deutsche Bank, la fondation des tarifs d'achat de l'Indonésie, ou le programme Green Africa Power du département du développement international du Royaume-Uni. Ces concepts s'appuient sur des fonds de donation internationaux pour réduire les coûts des politiques, à l'aide de plusieurs approches : fournir des paiements au-dessus des coûts érudés, fournir une assistance technique pour réduire les coûts et/ou fournir des stratégies d'atténuation des risques pour réduire le coût du capital. Plusieurs propositions de politique recommandaient l'utilisation de fonds internationaux pour financer l'énergie renouvelable et les systèmes de tarifs d'achat dans les pays en voie de développement (Atkisson, 2009; DB Climate Change Advisors, 2010a; International Renewable Energy Alliance, 2009; Jacobs et al., 2009; Teske et al., 2010).

3.2.4 FONDS DE TARIFS D'ACHAT

Le fonds de tarifs d'achat est un nouveau concept de financement de l'énergie renouvelable. On peut citer l'exemple du fonds développé actuellement par la Netherlands Development Finance Company (FMO), le ministère néerlandais des affaires économiques, l'agence néerlandaise d'agriculture et innovation et le gouvernement indonésien. Ce concept renonce aux approches de financement explorées ci-dessus (financements basés sur les usagers, le contribuable, la subvention ou les combustibles fossiles) pour la récupération des coûts. En lieu et place, ce type de financement recherche des investissements de capitaux privés regroupés dans un fonds engendrant des revenus à mesure que les prix du combustible fossile continuent d'augmenter.

Au cours des dernières années, les développeurs de projets géothermiques en Indonésie ont obtenu des accords d'achat d'énergie par le biais d'appels d'offre concurrentiels. Cependant, un règlement émis au début de l'année 2011 a plafonné le prix d'achat que les fournisseurs d'électricité nationaux doivent payer aux développeurs. En raison de ce plafonnement, plusieurs projets ont été interrompus et n'ont pu être mis en place qu'en « complétant » les paiements afin de rendre les investissements économiquement viables. Le fonds de tarifs d'achat serait structuré de manière à ce que les fournisseurs d'électricité, responsables de l'achat de l'énergie produite, paient un tarif pour l'énergie géothermique indexé sur le prix des combustibles fossiles. En raison des prévisions d'augmentation du prix des combustibles fossiles, les investissements du fonds seraient remboursés une fois que les coûts des

²⁹ UNDP-GEF, 2012

combustibles fossiles auraient dépassés les coûts des énergies renouvelables.³⁰ Naturellement, cette approche repose sur l'idée que les prix des combustibles fossiles (qu'il s'agisse du pétrole, du charbon ou du gaz naturel) continueront à augmenter, ce qui peut ne pas se vérifier dans les faits.

Une autre possibilité est d'établir un fond financé d'une taxe ou d'un prélèvement imposé sur certains produits en Tunisie, semblable au modèle du Fond National pour la Maîtrise de l'Énergie (FNME). Ces prélèvements peuvent être imposés sur certains appareils électro-ménagers, sur la consommation énergétique (soit le pétrole brut, le diesel, le gaz naturel, ou l'essence), ainsi que sur l'électricité elle-même.

La prochaine section aborde l'analyse de l'impact du coût de politique, avec un examen détaillé des différents scénarios de coûts et d'économies engendrés par la politique en Tunisie.

3.3 MÉTHODOLOGIE

3.3.1 PROCESSUS

Avant de lancer une initiative de politique de grande portée, il est important de tenir compte des coûts et des avantages engendrés, et de prendre en considération les bénéfices intangibles et non-monétaires des différentes approches. Dans le contexte d'une stratégie énergétique, ces derniers peuvent renvoyer à une augmentation de la sécurité énergétique, aux avantages liés à l'environnement et à la qualité de l'air, ainsi qu'à un meilleur équilibre des échanges de produits énergétiques. Cependant, dans la plupart des cas, les politiques doivent être basées sur des mesures claires et quantifiables, ce qui vaut également pour les politiques d'énergie renouvelable.

Ces analyses des coûts de politique évaluent les coûts supplémentaires nets associés au fait d'atteindre les objectifs d'énergie renouvelable en Tunisie (30% du bouquet énergétique assuré par des technologies d'énergie renouvelable à l'horizon 2030).³¹ Cela représente une nouvelle capacité ÉR de 4,466MW et une nouvelle génération annuelle provenant d'énergies renouvelables d'environ 12,5TWh incluant le biogaz (si l'on exclut le biogaz, la génération totale est d'environ 11,5TWh).

Tableau 14 Aperçu des besoins énergétiques

	Consommation (2009)	Consommation estimée (2030)	Production totale requis en 2030 (supposant des pertes de 12%)	Production Énergie Renouvelable Requis (30%)
Totaux	13 013 GWh	33 992 GWh	38 372 GWh	11 511 GWh

30 Selon les prévisions du document World Energy Outlook Current Policy de l'Agence internationale de l'énergie (AIE), les prix du charbon augmenteront de 99 \$ à 209 \$ la tonne d'ici 2035, les prix du pétrole de 78 \$ à 247 \$ au baril, et les prix du gaz naturel de 11\$ à 26,8 \$ par million de Btu.

31 Cette analyse évalue plusieurs scénarios d'éligibilité des tarifs d'achat, ainsi que des scénarios impliquant la réalisation de projets plus importants par le biais d'un processus d'achat concurrentiel.

Tel qu'illustré ci-dessus, il est nécessaire d'incorporer un facteur pour les pertes dans le réseau, estimé dans notre analyse à 12%. De plus, suite aux discussions avec les parties prenantes en Tunisie, nous avons ajouté 198MW de capacité de biogaz, ce qui représente environ 1 004 GWh de production annuelle en 2030. Cette capacité est considérée comme étant supplémentaire au 30% décrit dans la stratégie du mix énergétique. La génération totale provenant des énergies renouvelables dans notre modélisation excédera donc 30% et sera environ 12,5TWh en 2030, soit à environ 32.6% du mix énergétique.

Les coûts supplémentaires de la l'atteinte des objectifs de la stratégie énergétique sont réalisés en calculant le coût total de production d'énergie par une nouvelle capacité au regard d'un **cas de base dans une situation de statu quo (business-as-usual - BAU) et de plusieurs scénario concernant l'énergie renouvelable**. Les coûts de chaque scénario liés à l'énergie renouvelable sont comparés au cas de base BAU afin de calculer le coût *supplémentaire* net du développement d'énergie renouvelable impulsé par la politique. (À noter que, comme abordé dans le cadre 1, seul le coût et l'impact de la *nouvelle* production sont pris en considération, dans la mesure où les scénario tiennent compte, d'une part, des coûts de maintien d'une forte dépendance au gaz naturel et, d'autre part, des coûts de diversification du bouquet énergétique pour inclure une plus grande part d'énergie renouvelable).³² De même, il est important de remarquer que l'analyse ne tient pas compte des différents coûts d'investissement dans le réseau de transport et de distribution engendrés. Une telle analyse implique une plus vaste étude du système énergétique, qui dépasse la portée du projet actuel. Veuillez consulter l'appendice A pour des données plus précises au sujet des coûts de la politique et certaines considérations méthodologiques.

Deuxièmement, le total des coûts de politique est utilisé pour déterminer l'**impact sur les usagers d'électricité** si le coût ou les économies devaient être distribués via un ajustement du tarif. Deux modalités possibles ont été évaluées: selon la modalité la plus simple, les coûts sont alloués aux usagers résidentiels, commerciaux et industriels (à l'exception des clients résidentiels à faible consommation actuellement exonérés) et l'augmentation annuelle des tarifs nécessaire pour alimenter le revenu supplémentaire est calculée. La possibilité que certains types de clients puissent être exonérés de ces surcoûts est également prise en considération. En particulier, l'impact provoqué par l'exonération de la surtaxe pour les principaux utilisateurs industriels et agricoles est pris en compte. Dans ce cas, les coûts de la politique sont répartis sur les clients non-exonérés restants et à nouveau attribués par secteur. Les prévisions concernant l'impact sur les usagers et les données sont détaillées dans l'appendice B.

Troisièmement, la **consommation d'énergie conventionnelle évitée** est calculée en comparant la consommation d'énergie au gaz naturel de chaque année dans le cas BAU et le scénario d'énergie renouvelable. Cela apparaît aussi bien pour la production d'électricité au gaz naturel en GWh qu'en GJ. Les coûts ont été calculés en fonction de la quantité et du coût du gaz naturel nécessaire pour générer la production évitée.

32 Par exemple, d'importantes économies seront obtenues en démantelant les usines énergétiques plus anciennes et plus onéreuses actuellement en place en Tunisie, en particulier celles utilisées en période de pointe. L'évaluation précise de l'impact et de la magnitude de ces transformations dépasse la portée de l'étude actuelle.

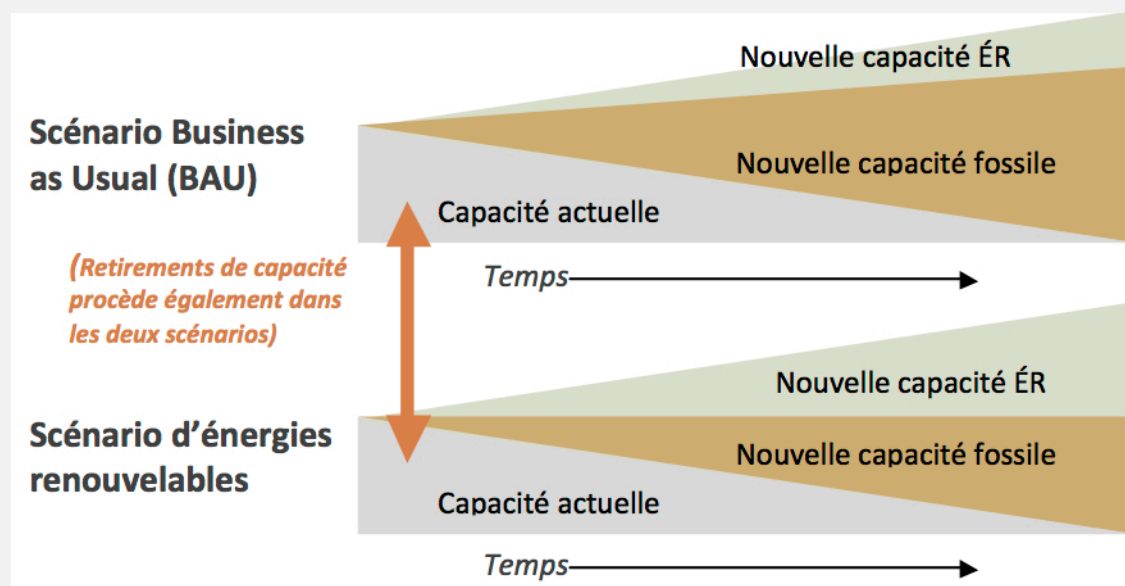
Quatrièmement, **l'avantage de réduire les subventions aux combustibles fossiles** est pris en compte. Bien que les paiements des tarifs d'achat aux propriétaires de projets représentent des dépenses supplémentaires, la production d'ER engendre aussi des économies en réduisant la consommation de gaz naturel, ce qui à son tour réduit le total des subventions au gaz naturel. Si le prix du pétrole (sur lequel les prix du gaz naturel de la Tunisie sont indexés) demeure élevé, ou continue d'augmenter, les économies engendrées en évitant ces subventions dépasseront les coûts. En d'autres termes, dans quelques-uns des scénarios examinés ici, les économies nettes obtenues d'ici 2030 en évitant les subventions des combustibles fossiles dépassent le total des coûts différentiels de soutien à l'énergie renouvelable. Cela représente donc une épargne

Pour finir, le **coût évité en réduisant ou en supprimant les subventions actuelles à l'énergie renouvelable** est examiné. Ces économies sont directement basées sur le coût des programmes de subventions existants, soit pour le photovoltaïque à petite échelle. Si le programme de subvention atteint son terme, nous supposons que les économies seraient égales à la moyenne des paiements totaux aux développeurs d'énergie renouvelable en 2010 et 2011. Bien que ce montant soit comparativement bas, il engendre des économies directes pouvant être ajoutées au total d'économies, en supposant que le système de tarifs d'achat remplacera le mécanisme de soutien actuel.

Cadre 1 - Traitement des capacités de productions actuelles et démantèlements

Cette analyse compare les impacts des nouvelles capacités de production d'électricité ajoutées en Tunisie entre 2013 et 2030. Tandis que le démantèlement et le remplacement des installations de production d'électricité plus anciennes et moins efficaces réduiront les coûts de production énergétique généraux, on suppose que **ces démantèlements auront lieu selon le calendrier établi dans tous les scénarios**. En comparant uniquement le coût de la *nouvelle* production d'électricité pour chaque scénario, il devient possible de comparer clairement les coûts du cas BAU (c'est-à-dire en construisant plus d'usines de gaz naturel afin de répondre à la demande croissante et en supprimant progressivement les stations de productions plus onéreuses) et des différents scénario de développement de l'énergie renouvelable.

La question à se poser est donc la suivante : « *quel type de capacité de production sera intégré au système pour remplacer les capacités démantelées et répondre à la demande croissante ?* » Le schéma ci-dessous montre conceptuellement de quelle manière le démantèlement des capacités existantes n'est pas affecté par la combinaison des nouvelles capacités de production.



Ainsi, cette analyse compare (a) le coût des nouvelles capacités de production énergétique en vertu de chaque scénario d'énergie renouvelable (ER) au (b) coût des nouvelles capacités de production énergétique en vertu du cas BAU. La différence (a moins b) est considérée comme le total du coût de la politique d'énergie renouvelable (c).

(A) Coût de nouvelle génération (ÉR) - (B) Coût de nouvelle génération (fossile) =

(C) Coût total de la politique

3.3.2 SCÉNARIOS ÉVALUÉS

Certains paramètres critiques ou incertains ont été testés avec des analyses de sensibilité pour déterminer les coûts de la politique dans plusieurs scénarios. Deux principaux ensembles de scénarios ont été évalués:

1. Les « **scénario de capacité et d'éligibilité** » testent les différents choix de conception de programme qui peuvent être choisis. Par exemple : Quelles sont les tailles de projet et catégories de technologie qui seront admissibles pour les tarifs d'achat ? Quelle part de la capacité totale sera développée par un processus d'approvisionnement concurrentiel ? Ces scénarios sont résumés dans le schéma 25.

Schéma 25 - Résumé des scénarios de capacité et d'éligibilité

Cas "Business as Usual" (BAU)

- Description: Le cas 'business as usual' présume qu'aucune politique d'ÉR est adoptée et que la nouvelle capacité électrique consiste de gaz naturel, avec une évolution modeste envers l'énergie éolienne
- Nouvelle capacité d'énergie renouvelable d'ici 2030: 359 MW
- Nouvelle capacité conventionnelle d'ici 2030: 3 656 MW

Scénario 1: "Tarifs d'achats pour toute énergie renouvelable"

- Description: Cibles d'énergie renouvelable sont atteintes 100% avec tarifs d'achat
- Nouvelle capacité d'énergie renouvelable d'ici 2030: 4 466 MW
- Nouvelle capacité conventionnelle d'ici 2030: 2 784 MW

Scénario 2: "Tarifs d'achat combinés avec Appels d'offre (AO)"

- Description: Les petits et moyens projets participent sous la politique de tarifs d'achat (FIT); des appels d'offres sont lancés pour les plus grands projets.
- Nouvelle capacité d'énergie renouvelable d'ici 2030: 4 466MW (2 196 avec tarifs d'achat, 2 270 AO)
- Nouvelle capacité conventionnelle d'ici 2030: 2 784 MW

Scénario 3: "Tarifs d'achat combinés avec Appels d'offre, excluant Micro PV"

- Description: Semblable au scénario 2, sauf que les petits projets (<10kW) sont exclus des tarifs d'achat.
- Nouvelle capacité d'énergie renouvelable d'ici 2030: 3 958MW (1 688 avec tarifs d'achat, 2 270 AO)
- Nouvelle capacité conventionnelle d'ici 2030: 2 784 MW

Dans chaque scénario de capacité et d'éligibilité, une partie de la nouvelle capacité conventionnelle est compensée par une nouvelle capacité d'énergie renouvelable. Par conséquent la capacité conventionnelle dans les scénarios d'énergies renouvelables (2 784 MW) est inférieure à celle du cas BAU (3 656 MW). De même, la capacité d'énergie renouvelable est bien plus élevée dans les scénarios d'énergies renouvelables (4 466 MW) que dans le cas de base BAU (359 MW).³³

33 Veuillez noter que la capacité totale dans les scénarios d'énergies renouvelables ne correspond pas à celle du cas de base BAU. Cependant, dans la mesure où les différentes technologies de production d'électricité présentent différents facteurs de capacité, une même capacité totale ne produira pas forcément la même quantité annuelle d'électricité. Pour en savoir plus sur la relation entre les facteurs de capacité et la production, veuillez consulter l'Annexe A.

Les « scénarios de coût de l'électricité » testent l'impact de différentes trajectoires de coûts possibles pour l'énergie renouvelable (ER) et la production conventionnelle d'électricité. Dans le cas de l'ER, les coûts pertinents sont les tarifs d'achat eux-mêmes, étant donné qu'il s'agit des prix offerts aux développeurs et donc qui déterminent les coûts du programme. Des tarifs d'achat dégressifs pourraient engendrer des coûts de l'électricité plus bas pour les dernières années que pour les premières.³⁴ Pour l'électricité conventionnelle, ce sont les coûts de production actuels et projetés pour le cycle combiné gaz naturel (gaz CC), comme indiqué dans l'étude stratégique du mix énergétique.³⁵ Les coûts de production du gaz peuvent augmenter (ou baisser) après quelques années, en fonction des prévisions concernant l'approvisionnement et la demande de gaz au niveau mondial entre 2013 et 2030. Ces scénarios sont résumés dans le schéma 26.

Schéma 26 - Résumé des trois scénarios

Série-A: Favorable au gaz naturel	Série-B: Cas Moyen	Série-C: Favorable aux ÉR
<ul style="list-style-type: none"> • Dégressivité modeste entraîne des tarifs plus élevés • Baisse des coûts du gaz naturel fait en sorte que le gaz demeure concurrentiel 	<ul style="list-style-type: none"> • Dégressivité plus rapide baisse le coût moyen des énergies renouvelables • Augmentation du coût du gaz rend les ÉR plus concurrentielles 	<ul style="list-style-type: none"> • Dégressivité rapide pour toutes les technologies baisse les coûts de la politique • Augmentation rapide des coûts du gaz rend l'ÉR l'option la moins dispendieuse

L'application des deux ensembles de scénario produit une matrice de résultats qui figure sur le schéma 27.

34 Les tarifs d'achat dégressifs sont un mécanisme utilisé de manière à contrôler le fait que les coûts de développement d'énergie renouvelable baissent au fil du temps. Du fait de cette dégressivité, un projet lancé une année X enclenche un taux plus élevé qu'un projet qui commence à l'année X+1.

35 Étude stratégique du mix énergétique. Consultez l'annexe pour la dérivation des prévisions de coûts du gaz dans les scénarios de coûts d'énergie A et C.

Schéma 27 – Scénarios analysés

Scénarios de capacité et d'éligibilité	Série-A: Favorable au gaz	Série-B: Cas Moyen	Série-C: Favorable aux ÉR
Scénario 1 vs. BAU	A1	B1	C1
Scénario 2 vs. BAU	A2	B2	C2
Scénario 3 vs. BAU	A3	B3	C3

3.4 RÉSULTATS

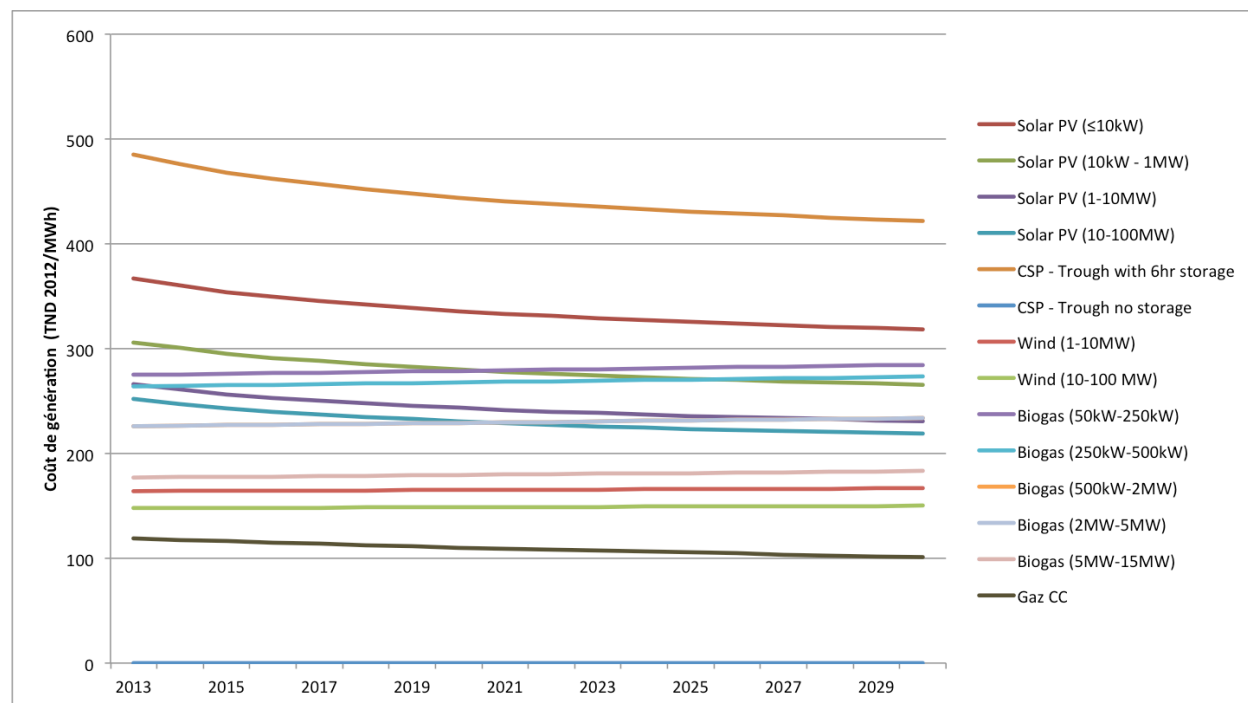
Les résultats de l'analyse des coûts de la politique et de l'impact sur les usagers sont présentés en sept sections. Les trois premières présentent les résultats de l'analyse de coûts de la politique regroupés en trois scénarios de coût de l'électricité (voir le Schéma 27). Elles sont suivies par une explication de l'analyse d'impact sur les contribuables dans la section 0. La section 0 détaille la production conventionnelle d'électricité économisée en raison de la production croissante issue des sources renouvelables (les coûts de cette production évitée sont aussi pris en compte dans les analyses présentées dans les sections 0 à 0). Enfin, les sections 0 et 0 abordent les économies de coût engendrées par la réduction ou la suppression de subventions allouées pour la production conventionnelle et renouvelable d'électricité, respectivement.

Veuillez noter que tous les coûts sont présentés en dinars tunisiens (TND) non indexés en 2012, sauf mention contraire.

3.4.1 SCÉNARIOS A1 À A3 (FAVORABLES AU GAZ)

Dans les scénarios de coût de l'électricité de la série A, les coûts d'énergie renouvelable baissent mais n'atteignent pas les coûts du gaz naturel, qui baisse également de manière régulière. Les scénarios de la série A sont basés sur un scénario où le prix du gaz est bas, comme décrit dans l'étude du mix énergétique qui prévoit que les prix du gaz chuteront de 6,38 euros 2010 / gigajoule en 2010 à 5,26 Euros 2010 / gigajoule en 2030.³⁶ Cela est expliqué dans le Schéma 28.

Schéma 28 - Coût moyen de l'électricité par technologies (scénario de la série A)

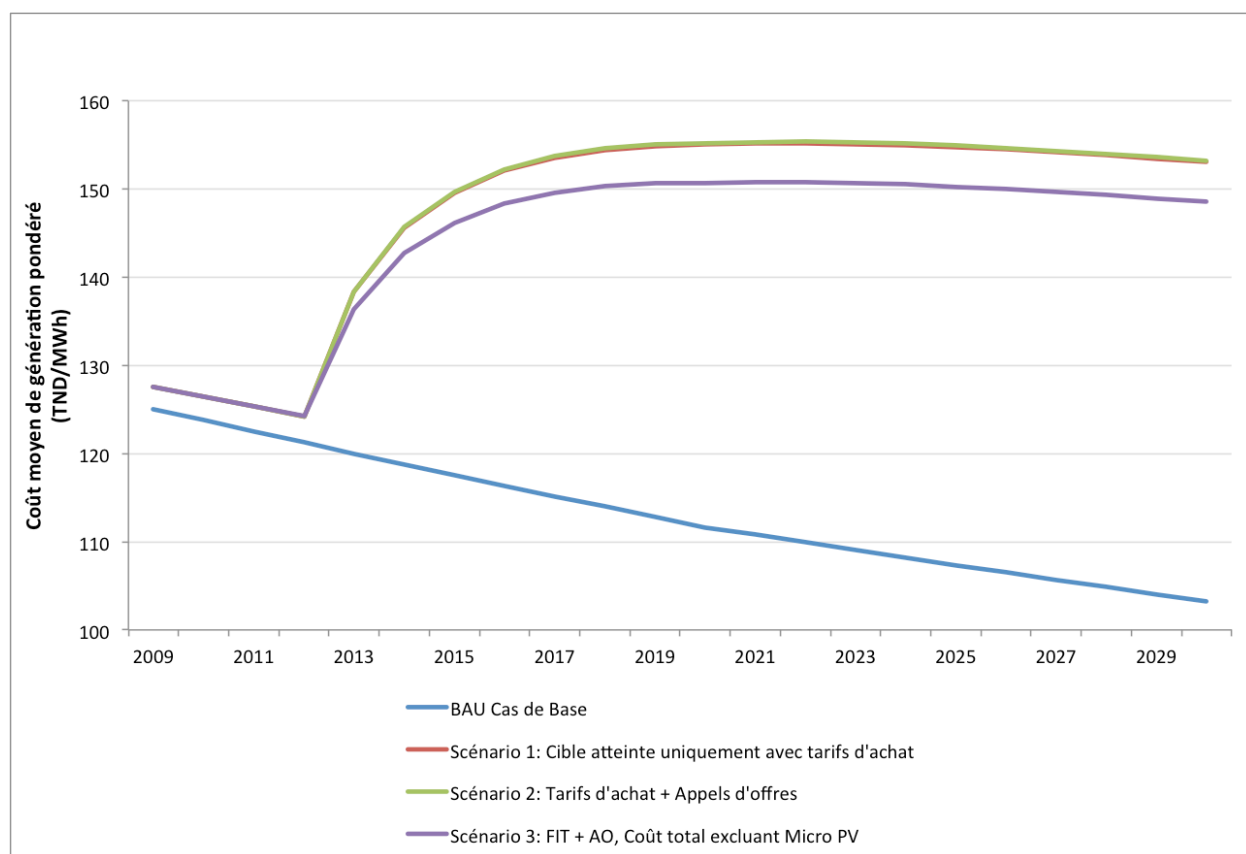


36 Étude stratégique du mix énergétique, p. 26. Estimations de 2010 à partir de la page 74.

Le coût moyen associé à la plupart des technologies d'énergie renouvelable chute modérément entre 2010 et 2013, en raison du taux dégressif des tarifs d'achat, qui est fixé à un niveau prudent dans les scénarios de la série A (voir l'Annexe A, Tableau 27 pour les taux dégressifs annuels). Les coûts de production d'électricité au gaz naturel chutent principalement en raison de la diminution du prix du gaz naturel supposée dans le scénario de prix « bas » du gaz dans l'étude du mix énergétique. Le biogaz connaît une légère augmentation de coût au fil du temps car une dégressivité zéro des tarifs d'achat est supposée pour toutes les années. Cela empêche les coûts de baisser, tandis que l'indexation des coûts variables exerce un peu plus de pression sur les taux de tarifs d'achat en termes nominaux.

Étant donné la tendance dominante de baisse des coûts s'appliquant à la plupart des technologies, le coût moyen pondéré (combinant toutes les technologies) pour le cas de base BAU baisse également, comme montré dans le Schéma 29. Toutefois, les scénarios d'énergie renouvelable entraînent des coûts moyens plus élevés une fois que les tarifs d'achat entrent en vigueur en 2013. Cela est dû à la différence de prix entre les coûts de l'électricité renouvelable et ceux de l'électricité au gaz naturel. De plus, ce scénario indique une tendance forte à la baisse des coûts de production d'électricité : cela est dû à l'hypothèse de baisse des coûts du gaz naturel, comme le montre la prévision de prix bas du gaz dans l'étude du mix énergétique.

Schéma 29 - Coût moyen pondéré de la production d'électricité (scénario de la série A)



Veuillez noter que les coûts moyens pondérés de l'électricité sont légèrement inférieurs lorsque les projets micro PV sont exclus. Cela est dû au fait que le taux de tarifs d'achat recommandé pour le micro PV (367 TND/MWh) est supérieur à la moyenne de toutes les énergies renouvelables (288 TND/MWh), ce qui explique la baisse de coût lorsqu'il est exclu.³⁷

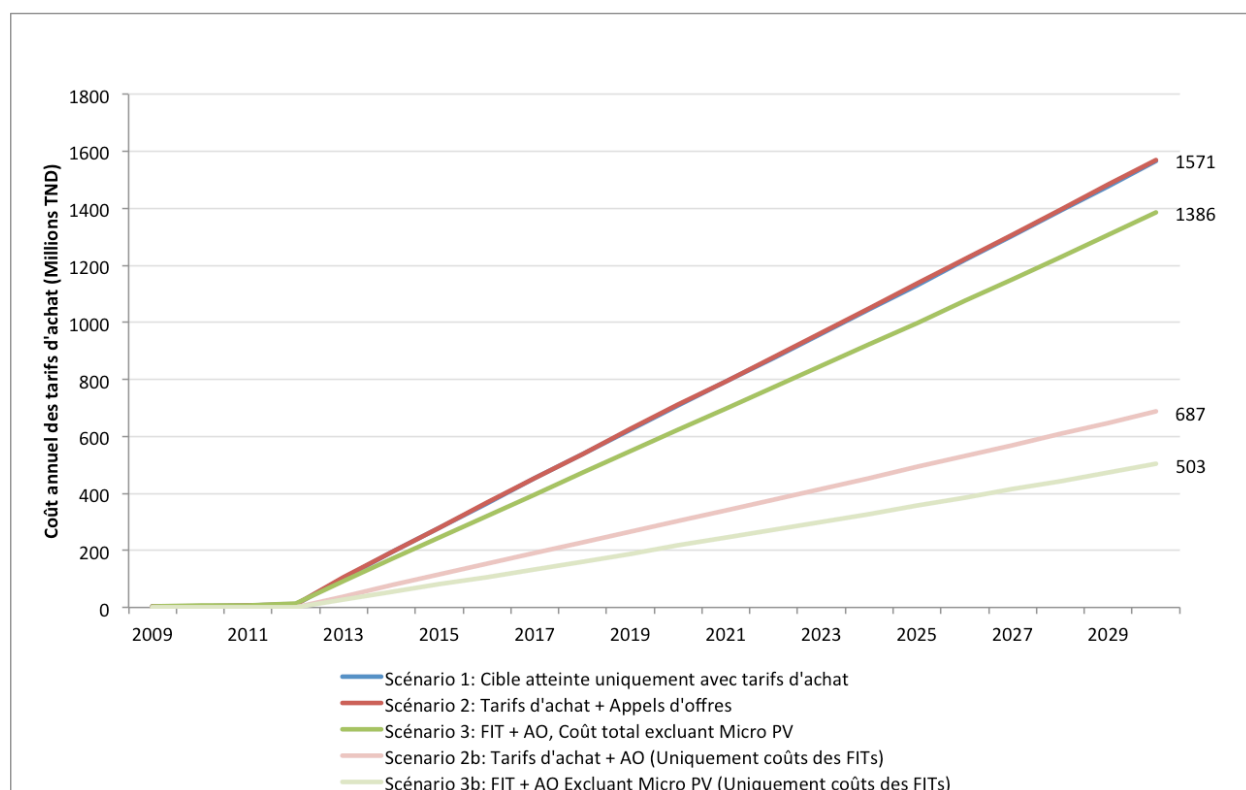
Le coût annuel et cumulé de la réalisation des objectifs du mix d'énergies dans le scénario où le coût du gaz est faible (y compris les projets à tarifs d'achat et à appels d'offres) est illustré dans le Schéma 30 et le Schéma 31, respectivement. Schéma 30 Les scénarios 1 et 2 conduisent aux mêmes coûts annuels totaux et rendent les résultats impossibles à différencier dans le Schéma 30. Les deux scénarios conduisent à l'augmentation des coûts annuels de 0 à environ 1,57 milliards de TND d'ici 2030. Les coûts annuels dans le scénario 3 atteignent 1,38 milliards de TND d'ici 2030, environ 12 % de moins que dans les scénarios 1 et 2. Nous pouvons également observer la différence entre les coûts totaux de la stratégie énergétique (Scénario 2 : Tarifs d'achat + appels d'offres) et les coûts uniquement liés aux tarifs d'achat (Scénarios 2b et 3b). Tel qu'illustré, les coûts uniquement attribuables aux tarifs d'achat

37 Remarque : 288 TND/MWh représente la moyenne *non pondérée* des taux de tarifs d'achat recommandés. Elle ne représente pas le coût moyen *pondéré* de production d'énergie renouvelable, qui intégrerait les proportions anticipées entre les différentes technologies d'ER et les niveaux de production annuels attendus.

varient entre TND 503 millions et 687 millions en 2030, avec une tendance légèrement croissante au cours de la période examinée. Le Schéma 31 démontre les coûts cumulatifs de la stratégie.

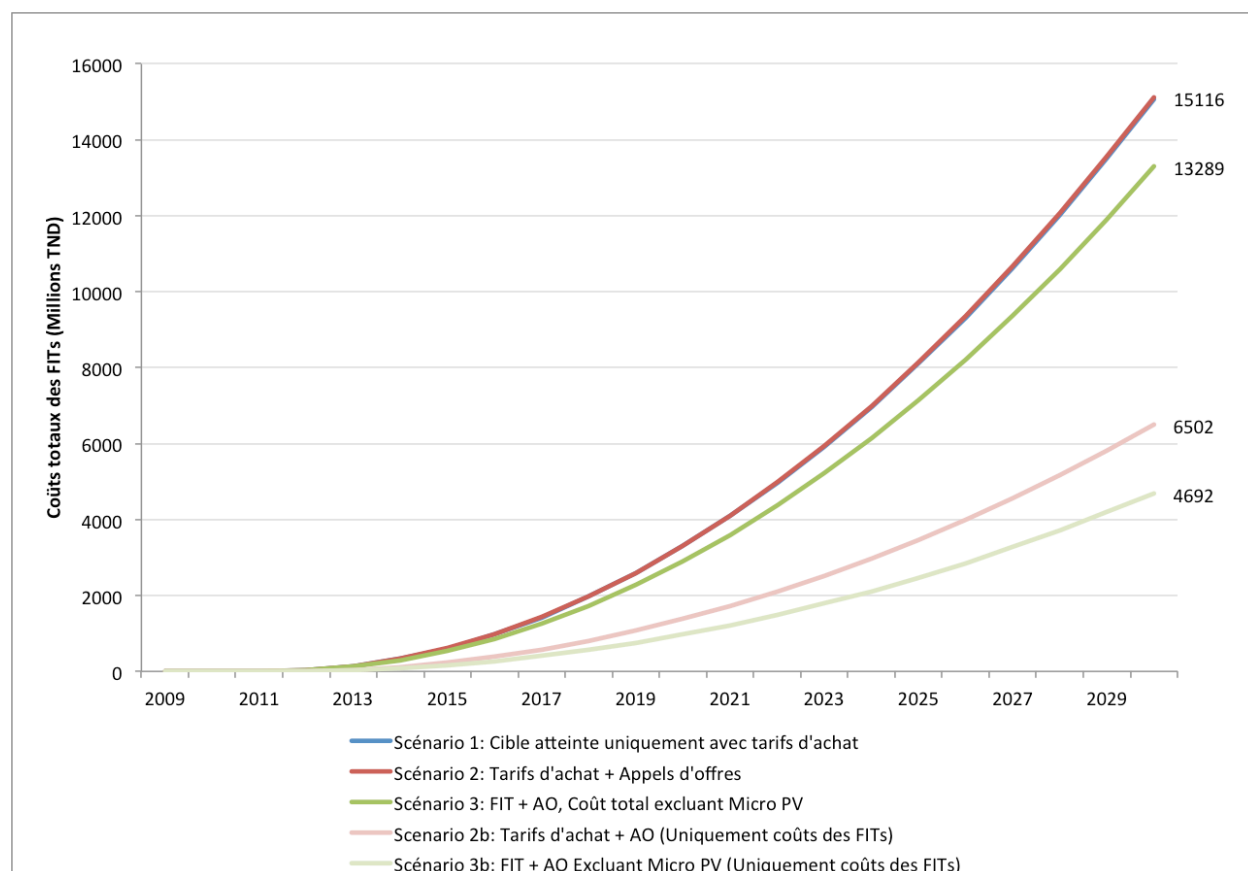
Ils montrent une tendance croissante progressive du coût total dû à l'écart se creusant entre le coût de production au gaz naturel et le coût des énergies renouvelables.

Schéma 30 - Coûts annuels totaux des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série A)



Les scénarios 1 et 2 conduisent aux mêmes coûts annuels totaux et rendent les résultats impossibles à différencier dans le Schéma 30. Les deux scénarios conduisent à l'augmentation des coûts annuels de 0 à environ 1,57 milliards de TND d'ici 2030. Les coûts annuels dans le scénario 3 atteignent 1,38 milliards de TND d'ici 2030, environ 12 % de moins que dans les scénarios 1 et 2. Nous pouvons également observer la différence entre les coûts totaux de la stratégie énergétique (Scénario 2 : Tarifs d'achat + appels d'offres) et les coûts uniquement liés aux tarifs d'achat (Scénarios 2b et 3b). Tel qu'illustré, les coûts uniquement attribuables aux tarifs d'achat varient entre TND 503 millions et 687 millions en 2030, avec une tendance légèrement croissante au cours de la période examinée. Le Schéma 31 démontre les coûts cumulatifs de la stratégie.

Schéma 31 - Coûts cumulés des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série A)



Ce premier scénario (série A) montre à quel point les coûts nets finaux de la politique dépendent du coût du gaz naturel. Faire baisser les prix du gaz a donc pour conséquence d'augmenter le coût comparé de la réalisation des objectifs fixés dans l'étude du mix énergétique ; en autres mots, l'écart entre le scénario BAU avec des coûts décroissants pour le gaz naturel accroît le coût final de la stratégie énergétique. Dans ce scénario, le coût total cumulatif de la politique d'ici 2030 est d'environ TND 13-15 milliards sur une période de 17 ans. Nous pouvons observer à nouveau les coûts uniquement liés aux tarifs d'achat dans les deux scénarios supplémentaires, soit 2b et 3b, qui sont entre TND 4,6 milliards et 6,5 milliards.

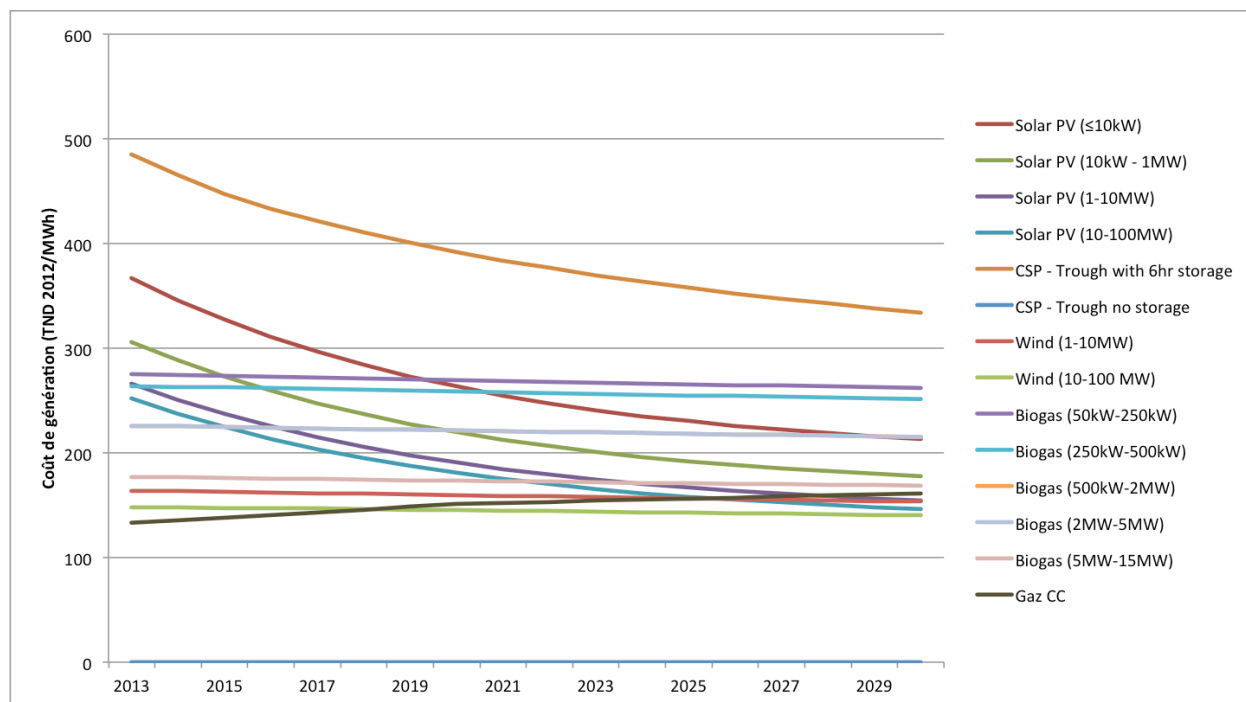
3.4.2 SCÉNARIO B1 À B3 (CAS MOYEN)

Dans les scénarios de coût de l'électricité de la série B, les coûts d'énergie renouvelable déclinent plus rapidement, en particulier les technologies solaires. Réciproquement, les prix du gaz naturel sont supposés augmenter régulièrement, rendant les technologies d'énergie renouvelable plus rentables d'ici 2030. Les prévisions de coût de la production de gaz naturel sont basées sur le scénario postulant un prix du gaz intermédiaire décrit dans l'étude du mix énergétique, qui prévoit que les prix du gaz

augmenteront de 6,38 euros 2010 / gigajoule en 2010 à 8,69 euros 2010 / gigajoule en 2030.³⁸ C'est illustré dans le

Schéma 32 Schéma 32, qui montre la courbe ascendante de coût du gaz naturel croisant plusieurs courbes descendantes de coût de l'énergie renouvelable.

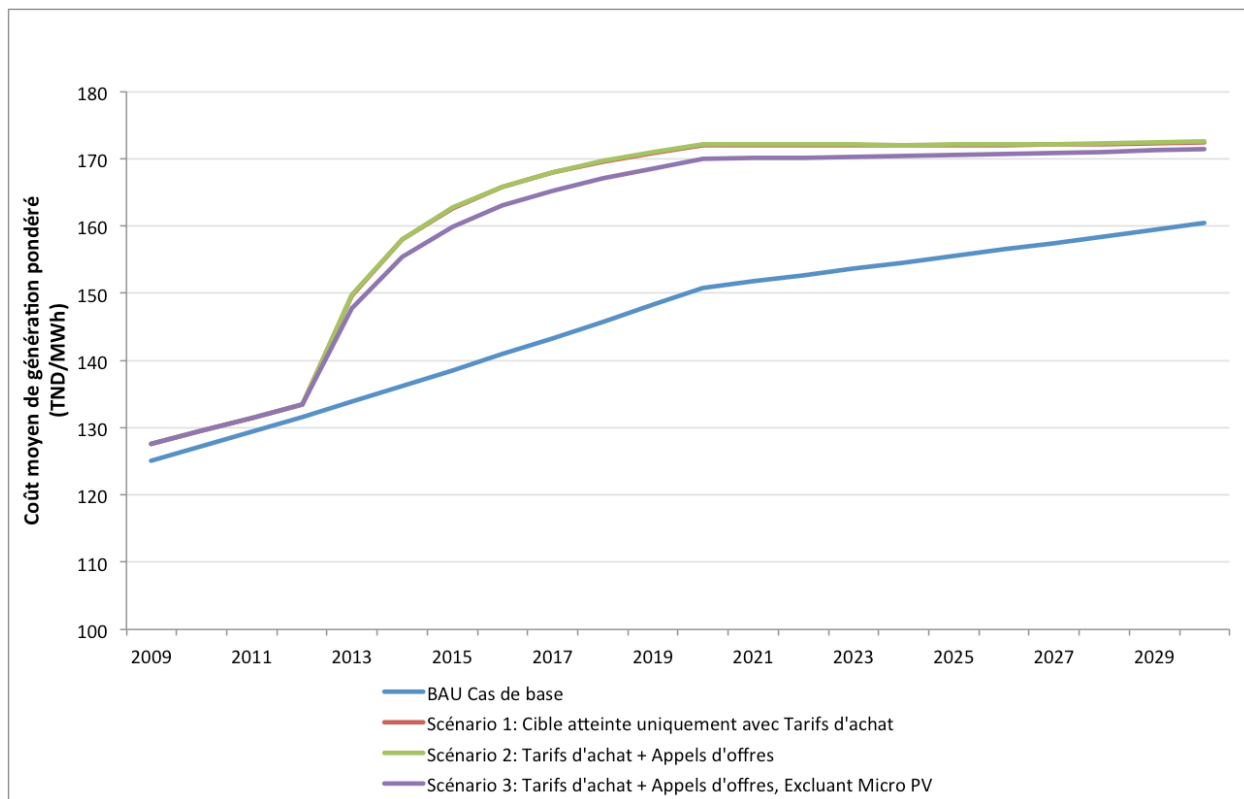
Schéma 32 - Coût moyen de la production d'électricité par technologie (scénario de la série B)



³⁸ Étude stratégique du mix énergétique, p. 26. Estimations de 2010 à partir de la page 74.

Le coût pondéré moyen de l'électricité demeure élevé dans tous les scénarios d'énergies renouvelables comparés au cas BAU. Cependant, l'écart se réduit considérablement d'ici 2030, comparé aux scénarios de la série A (voir le Schéma 29 pour une comparaison).³⁹ En outre, la tendance est désormais à la hausse dans tous les scénarios. Cela est principalement dû à l'hypothèse de prix croissants du gaz naturel, qui jouent un rôle important dans le calcul des coûts moyens dans chacun des scénarios.

Schéma 33 - Coût moyen pondéré de la production d'électricité (scénario de la série B)

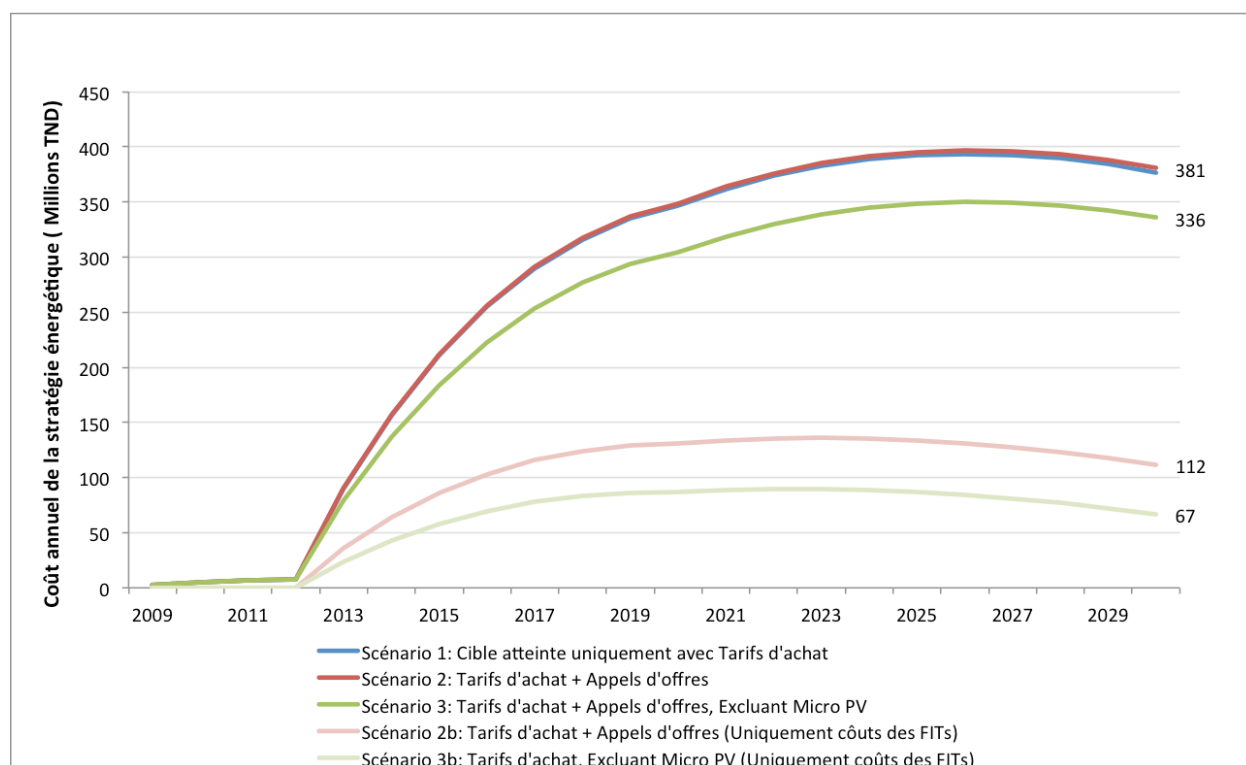


Les coûts annuels et cumulés des tarifs d'achat sont présentés dans les Schémas 34 et 35. Schéma 34 Les scénarios 1 et 2 conduisent aux mêmes coûts annuels totaux et rendent les résultats presque impossibles à différencier dans le Schéma 34. Les deux scénarios conduisent à l'augmentation des coûts annuels de 0 à environ 381 millions de TND d'ici 2030. Les coûts annuels dans le scénario 3 sont environ 12% moins que dans les scénarios 1 et 2. La même proportion s'applique aux coûts cumulés, tel qu'illustré dans le

Schéma 35. Nous pouvons également observer que les coûts uniquement liés aux tarifs d'achat sont comparativement bas (Scénarios 2b et 3b), soit entre TND 67 et 112 millions par année en 2030.

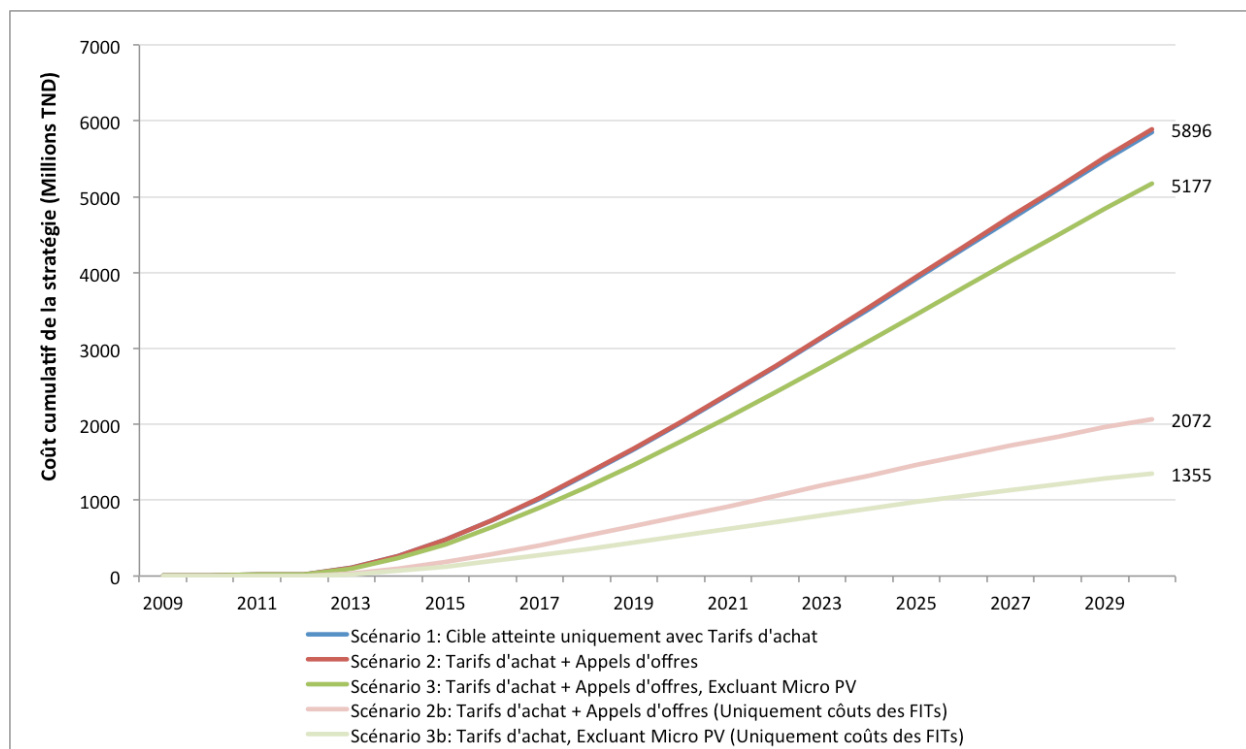
³⁹ Veuillez noter que le changement de pente observable en 2020 est dû à une modification du taux de croissance attendu pour les coûts de production du gaz naturel. Voir Annexe A.

Schéma 34 - Coûts annuels totaux des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série B)



Les scénarios 1 et 2 conduisent aux mêmes coûts annuels totaux et rendent les résultats presque impossibles à différencier dans le Schéma 34. Les deux scénarios conduisent à l'augmentation des coûts annuels de 0 à environ 381 millions de TND d'ici 2030. Les coûts annuels dans le scénario 3 sont environ 12% moins que dans les scénarios 1 et 2. La même proportion s'applique aux coûts cumulés, tel qu'illustré dans le Schéma 35. Nous pouvons également observer que les coûts uniquement liés aux tarifs d'achat sont comparativement bas (Scénarios 2b et 3b), soit entre TND 67 et 112 millions par année en 2030.

Schéma 35 - Coûts cumulés des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série B)



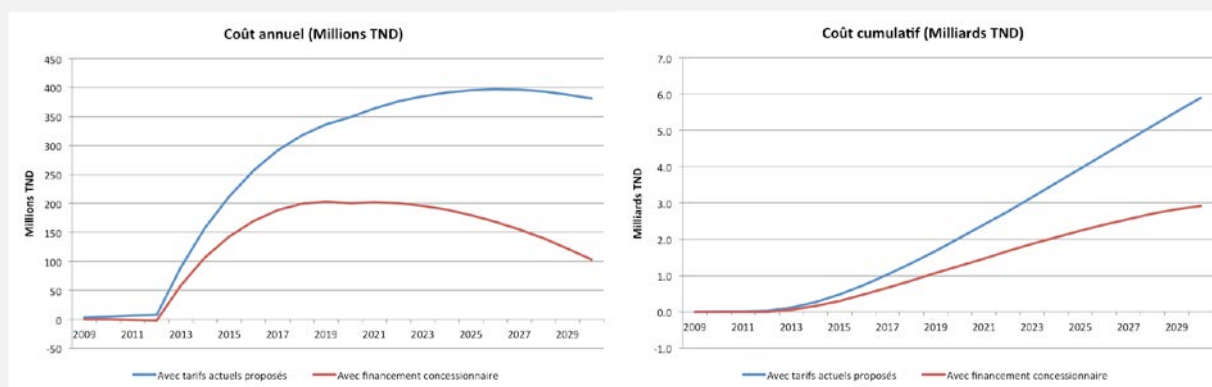
Ce dernier graphique démontre que les coûts totaux cumulatifs de la politique dans le scénario moyen sont d'environ TND 5,8 milliards. Par contre, si on considère uniquement les coûts de la politique de tarifs d'achat, on retrouve une somme plus modeste d'environ TND 2,07 milliards.

Encadré 2 — L'impact du financement concessionnel

Le fait d'offrir un financement concessionnel pour les projets d'énergie renouvelable permet de faire baisser le coût du capital pour les développeurs et, donc, de réduire le taux de tarifs d'achat nécessaire pour assurer aux projets des retours sur investissement suffisants. Des taux de tarifs d'achat plus faibles entraînent à leur tour une réduction des coûts de l'ensemble de la politique. Les taux de tarifs d'achat proposés supposent un coût de la dette de 8 %. Cependant, nous avons également calculé les taux de tarifs d'achat selon l'hypothèse d'un coût de la dette de 4 %, comme indiqué dans le tableau ci-dessous.

Technologie	Tarif basé sur 4 % de taux de dette	Tarif basé sur 8 % de taux de dette (tarifs réellement proposés)
PV 1-10 kW	310	367
PV 10 kW-1 MW	263	306
PV 1-10 kW	228	266
PV 10 MW-100 MW	216	252
Centrale solaire thermodynamique sans stockage	536	608
Centrale solaire thermodynamique 6 heures de stockage	429	485
Énergie éolienne - 10 MW	139	164
Énergie éolienne 10-100 MW	126	148
Biogaz 50-250 kW	248	275
Biogaz 250-500 kW	238	264
Biogaz 500- 2 MW	204	226
2 MW – 5 MW	187	207
5 -15 MW	161	177

Des taux de tarifs d'achat de financement concessionnel ont été utilisés pour calculer les coûts totaux de la politique dans le scénario de la série B de coût de l'électricité (coûts intermédiaires) et le scénario de capacité et d'éligibilité (tarifs d'achat pour petits et moyens projets + AO pour les projets importants). Les graphiques ci-dessous comparent les coûts de la politique associés à chacun des ensembles de taux de tarifs d'achat.

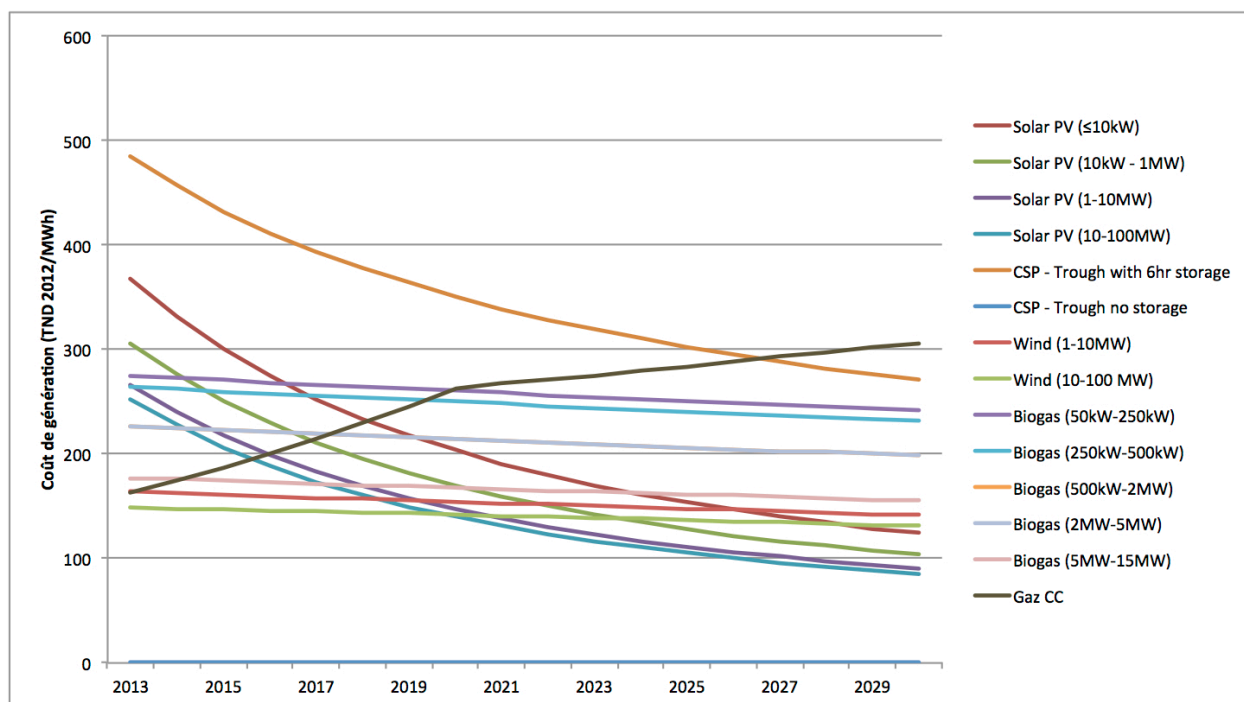


3.4.3 SCÉNARIO C1 À C3 (FAVORABLES AUX ÉNERGIES RENOUVELABLES)

Dans les scénarios de coût de l'électricité de la série C, les coûts d'énergies renouvelables déclinent rapidement alors que les prix du gaz naturel augmentent considérablement. En peu de temps, les technologies d'énergie renouvelable deviennent l'option la plus économique. C'est cela qu'indique le Schéma 36 : il montre que la courbe ascendante du coût du gaz naturel croise assez tôt la courbe descendante du coût de l'énergie renouvelable sur la période d'analyse. Le gaz naturel devient ainsi la technologie la plus coûteuse d'ici 2030.

Dans les scénarios de la série C, les prévisions de coût de production du gaz naturel sont basés sur le scénario où le prix du gaz est élevé, comme décrit dans l'étude du mix énergétique qui prévoit que les prix du gaz augmenteront de 6,38 euros 2010 / gigajoule en 2010 à 14,72 euros 2010 / gigajoule en 2030.40

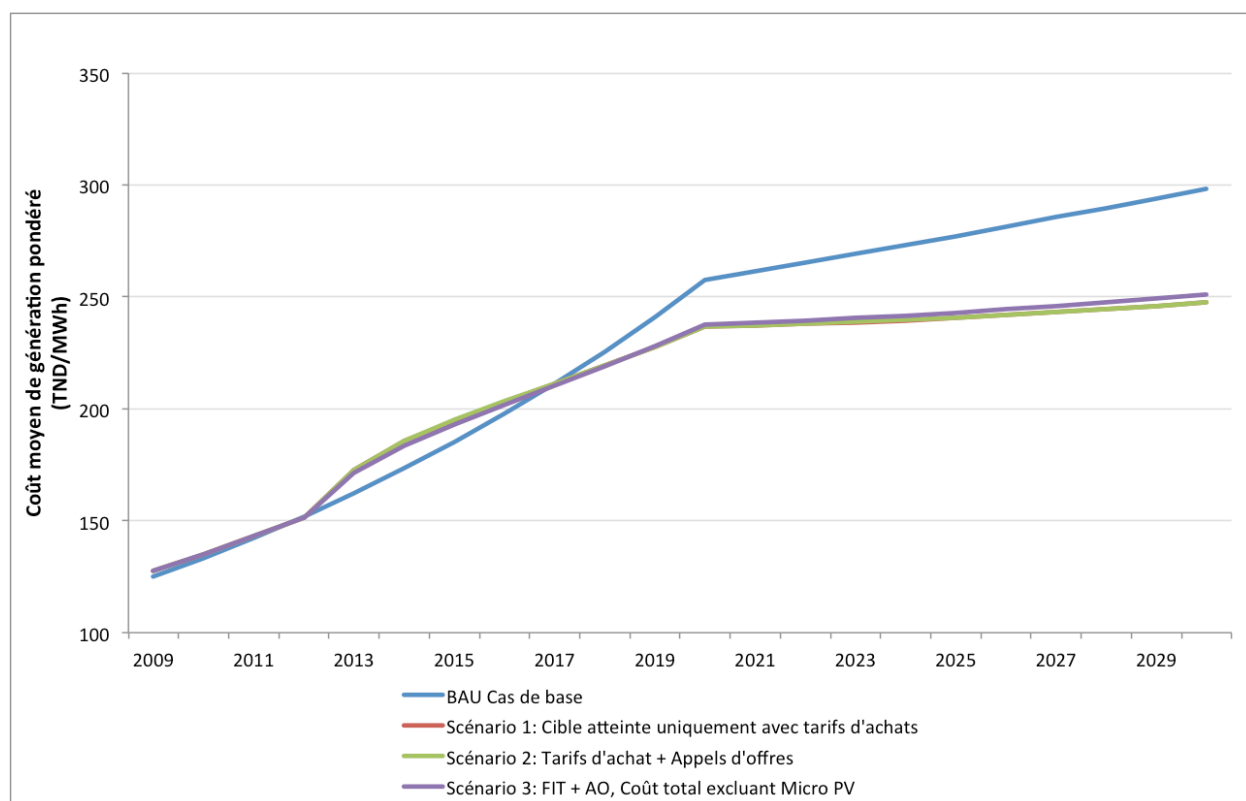
Schéma 36 - Coût moyen de la production d'électricité par technologie (scénario de la série C)



Dans les scénarios de la série C, on observe que le coût de génération provenant du gaz naturel devient rapidement parmi les options les plus dispendieuses. Néanmoins, le coût moyen pondéré de l'électricité demeure stable jusqu'à 2017, quand le prix des énergies renouvelables commence à devenir visiblement avantageux par rapport au cas de base BAU. Ici encore, les prévisions de prix du gaz naturel sont les principaux leviers de ce résultat, avec l'hypothèse de taux des tarifs d'achat agressivement dégressifs (voir Annexe A, Tableau 29).

40 Étude du mix énergétique, p. 26. Estimations de 2010 à partir de la page 74.

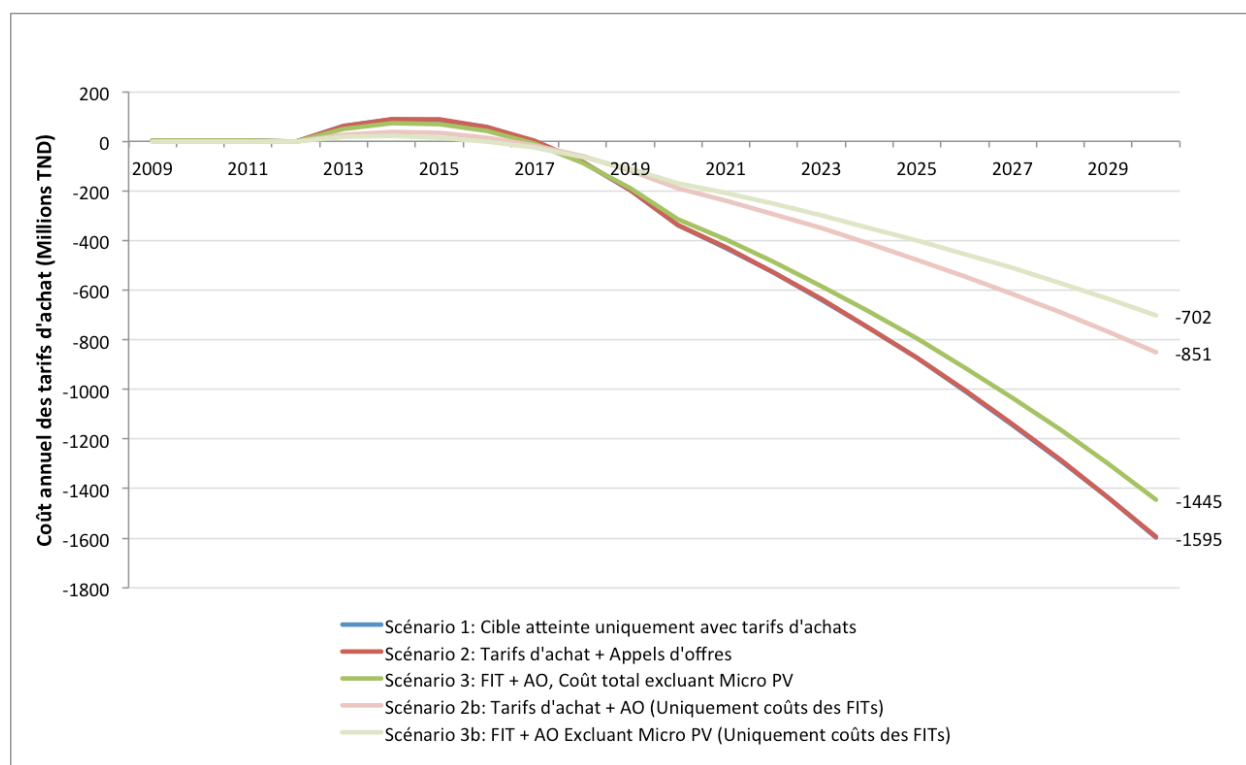
Schéma 37 - Coût moyen pondéré de la production d'électricité (scénario de la série C)



Dans ce scénario, le cas BAU devient plus dispendieux que le coût moyen pondéré des énergies renouvelable en 2017, signalant le début des économies vis-à-vis le scénario BAU.

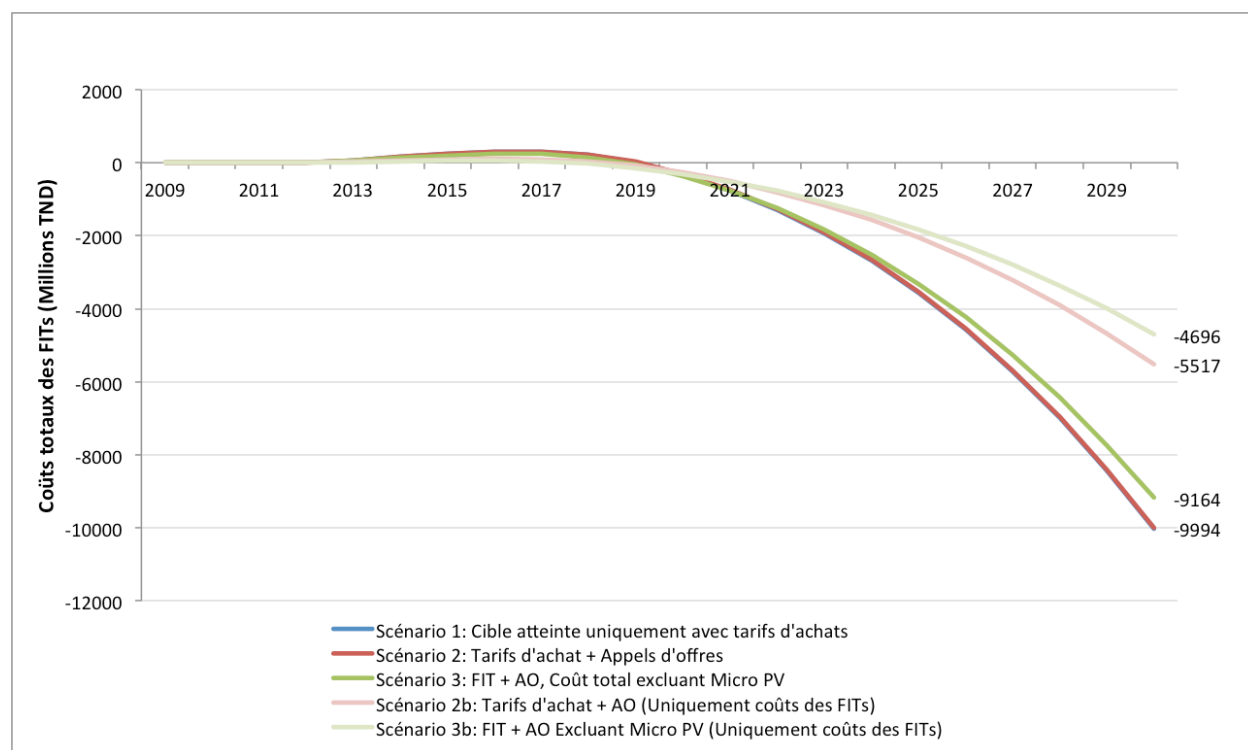
Les coûts annuels et cumulés des tarifs d'achat sont présentés dans le Schéma 38 et le Schéma 39, respectivement.

Schéma 38 – Coûts (épargnes) annuels des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série C)



Veillez noter que cela signifie que dans le scénario où le coût du gaz est élevé (série C), la réalisation des objectifs du mix énergétique, tels qu'ils sont présentés dans la stratégie énergétique de la Tunisie, entraînera des économies annuelles de 1,4 à 1,6 milliards de TND par an d'ici 2030, vis-à-vis le cas BAU. Cela représente donc une épargne annuelle directe pour le gouvernement de la Tunisie ainsi que pour les contribuables. Puisque dans ce scénario les énergies renouvelables deviennent rapidement moins dispendieuses que le gaz naturel, il pourrait être économique de dépasser la cible de 30%, puisque cela se traduirait par des épargnes encore plus importantes.

Schéma 39 - Coûts (épargnes) cumulés des tarifs d'achat (Millions TND) (scénario de la série C)



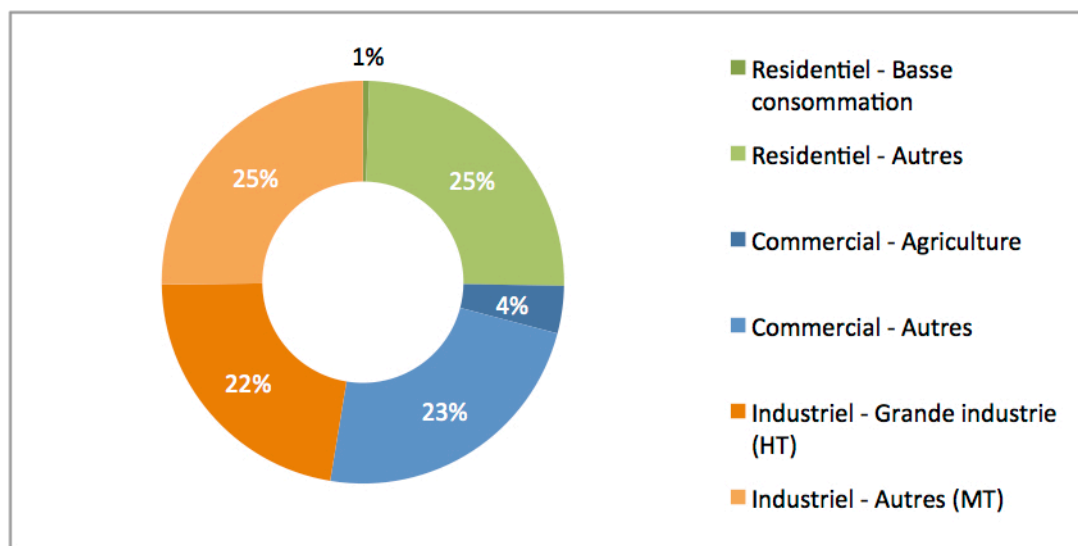
Le coût supplémentaire d'un programme de tarifs d'achat se convertit rapidement en économies à mesure que les prix des énergies renouvelables passent en-dessous de la production conventionnelle en 2017. Cela correspondra à des économies cumulées nettes à hauteur de TND 9,1 à 10 milliards d'ici 2030. C'est à dire, si les coûts du gaz naturel augmentent tel que décrit dans le scénario haut de l'étude du mix énergétique, la Tunisie pourra éprouver des épargnes considérables par la poursuite de la stratégie de diversification du mix envers les énergies renouvelables.

3.4.4 ANALYSE DE L'IMPACT SUR LES CONSOMMATEURS

Cette section détermine l'éventuel impact sur les consommateurs d'électricité si les coûts (ou les bénéfices) des tarifs d'achat et des programmes d'approvisionnement étaient répercutés sur les usagers. Les impacts sur les usagers varient selon les coûts de la politique calculés dans chaque scénario. Toutefois, ils dépendent également des choix en termes de distribution des coûts.

Nous partons du principe que la distribution des coûts aux usagers suivrait un modèle similaire aux augmentations récentes des tarifs. C'est à dire que les consommateurs commerciaux et industriels subiraient une augmentation de taux plus élevée que les consommateurs résidentiels, et que les groupes d'usagers particulièrement vulnérables seraient protégés des augmentations de prix. Les groupes exemptés comprendraient les usagers résidentiels à faible consommation et pourraient également inclure l'agriculture et la grande industrie. Le Schéma 40 montre la part de la consommation de 2009 représentée par chaque secteur et sous-secteur potentiellement exonéré.

Schéma 40 - Consommation par secteurs et sous-secteurs (2009)⁴¹



Deux approches de la distribution des coûts ont été étudiées dans l'analyse et présentées dans les résultats ci-dessous. La première suppose que les contribuables résidentiels à faible consommation qui sont actuellement exonérés des augmentations périodiques des taux seraient également exonérés de toute augmentation liée aux tarifs d'achat. Des taux sont actuellement fixés pour les ménages consommant moins de 50 kWh d'électricité par mois et la présente analyse suppose qu'une exonération similaire s'appliquerait à toute augmentation liée à l'introduction de tarifs d'achat.

Le second cas exonère *également* l'électricité utilisée par l'agriculture ainsi que la consommation d'électricité des consommateurs de la grande industrie. L'exonération de ces groupes est une considération politique conçue pour protéger les industries clés qui sont particulièrement affectées par les augmentations de prix de l'électricité.

Dans les deux cas, les impacts de prix sur le programme sont considérés comme une augmentation annuelle moyenne *supplémentaire* associée à l'introduction des tarifs d'achat. Cela s'ajoute à toute augmentation de taux périodique normale qui se serait appliquée dans un scénario basé sur une situation de statu quo.

Pour s'assurer que les augmentations de taux sont réparties entre les classes de consommateurs de manière similaire aux augmentations de taux passées, l'analyse a distribué les coûts selon un rapport 10/45/45 entre les augmentations affectant les secteurs résidentiel, commercial et industriel, respectivement.⁴² Naturellement, cette répartition peut être modifiée à l'avenir.

⁴¹ Étude du mix énergétique, 2012.

⁴² Ce rapport est basé sur un précédent récent en Tunisie.

Schéma 41 – Augmentation (réduction) annuelle moyenne de taux (sans exonération supplémentaire)

Scénarios de capacité et éligibilité	A. Favorable au gaz	B. Cas Moyen	C. Favorable aux énergies renouvelables
Scénario 1 vs. BAU	2.4%	0.9%	-1.0%
Scénario 2 vs. BAU	2.4%	0.9%	-1.0%
Scénario 3 vs. BAU	2.2%	0.8%	-0.9%

Schéma 42 - Augmentation (réduction) annuelle moyenne des taux (exonération pour grandes industries et agriculture)

Scénarios de capacité et éligibilité	A. Favorable au gaz	B. Cas moyen	C. Favorable aux énergies renouvelables
Scénario 1 vs. BAU	2.5%	0.9%	-1.0%
Scénario 2 vs. BAU	2.5%	0.9%	-1.0%
Scénario 3 vs. BAU	2.2%	0.8%	-0.9%

Comme pour l'analyse de coûts de la politique, les résultats peuvent varier grandement, allant d'importantes augmentations de taux dans les scénarios des coûts de l'électricité de la série A à de considérables *réductions* de coûts dans les scénarios de coût de l'électricité de la série C. Tel qu'indiqué précédemment, les hypothèses variables sur les trajectoires de coût du gaz naturel constituent un levier important pour ces différents impacts.

3.4.5 ÉCONOMIES DE COÛTS DE PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ CONVENTIONNELLE

Dans les scénarios d'énergie renouvelable évalués en section 0 à 0, un certain volume de production d'électricité conventionnelle serait remplacé par une production d'électricité renouvelable. Les réductions de coûts associées aux économies de production d'électricité conventionnelle sont comprises dans l'analyse ci-dessus. Toutefois, les coûts supplémentaires du programme d'énergie renouvelable les dépassent dans deux des trois scénarios, entraînant une augmentation des coûts nets.

Bien que les coûts de production conventionnelle économisés soient compris dans l'analyse de coûts de la politique présentée ci-dessus, il est également utile de déterminer précisément la quantité de production conventionnelle économisée et les coûts de combustibles associés.

Pour déterminer la production conventionnelle d'électricité économisée et les coûts de combustibles associés, les productions dans le cas de base BAU et pour les scénarios d'énergie renouvelable ont été comparées, comme le montre le Tableau 15.

La production d'électricité économisée a été convertie en une exigence en matière de combustibles supposant un rendement thermique de 45 %. Le cas intermédiaire issu des prévisions de coût du gaz naturel de l'étude du mix énergétique a été utilisé pour déterminer les dépenses en combustible annuelles associées qui sont économisées.

Tableau 15 - Calcul des épargnes provenant des économies de dépenses en gaz naturel (scénario de la série B)

	Nouvelle production d'électricité conventionnelle économisée				Coût du gaz naturel économisé			
	Dans le cas de base BAU	Dans les scénario ER	Nouvelle production conventionnelle économisée		Consommation de combustible avec un rendement de 45 % ⁴³	Coût de combustible économisé	Coût annuel économisé	Coût cumulé économisé
	GWh	GWh	GWh	Gigajoule	Gigajoule	TND/Gigajoule	TND	TND
2009	1 165	887	278	1 000 295	2 222 877	11,0	24 345 571	24 345 571
2010	2 329	1 774	556	2 000 589	4 445 754	11,7	52 136 588	76 482 159
2011	3 494	2 661	834	3 000 884	6 668 631	12,6	83 738 755	160 220 914
2012	4 659	3 548	1 111	4 001 179	8 891 508	13,4	119 552 284	279 773 198
2013	5 824	4 434	1 389	5 001 473	11 114 385	14,4	160 014 939	439 788 137
2014	6 988	5 321	1 667	6 001 768	13 337 262	15,4	205 605 352	645 393 489
2015	8 153	6 208	1 945	7 002 063	15 560 139	16,5	256 846 614	902 240 103
2016	9 318	7 095	2 223	8 002 357	17 783 016	17,7	314 310 168	1 216 550 271
2017	10 483	7 982	2 501	9 002 652	20 005 893	18,9	378 620 036	1 595 170 307
2018	11 647	8 869	2 779	10 002 946	22 228 770	20,3	450 457 397	2 045 627 704
2019	12 812	9 756	3 056	11 003 241	24 451 647	21,7	530 565 550	2 576 193 255
2020	13 977	10 643	3 334	12 003 536	26 674 524	23,2	619 755 298	3 195 948 553
2021	15 142	11 530	3 612	13 003 830	28 897 401	23,6	681 708 059	3 877 656 612
2022	16 306	12 416	3 890	14 004 125	31 120 278	24,0	745 416 815	4 623 073 426
2023	17 471	13 303	4 168	15 004 420	33 343 155	24,3	810 920 878	5 433 994 304
2024	18 636	14 190	4 446	16 004 714	35 566 032	24,7	878 260 355	6 312 254 660
2025	19 801	15 077	4 724	17 005 009	37 788 909	25,1	947 476 161	7 259 730 820
2026	20 965	15 964	5 001	18 005 304	40 011 786	25,5	1 018 610 031	8 278 340 852
2027	22 130	16 851	5 279	19 005 598	42 234 663	25,8	1 091 704 545	9 370 045 397
2028	23 295	17 738	5 557	20 005 893	44 457 540	26,2	1 166 803 133	10 536 848 530
2029	24 460	18 625	5 835	21 006 188	46 680 417	26,6	1 243 950 100	11 780 798 630
2030	25 624	19 512	6 113	22 006 482	48 903 294	27,1	1 323 190 637	13 103 989 266

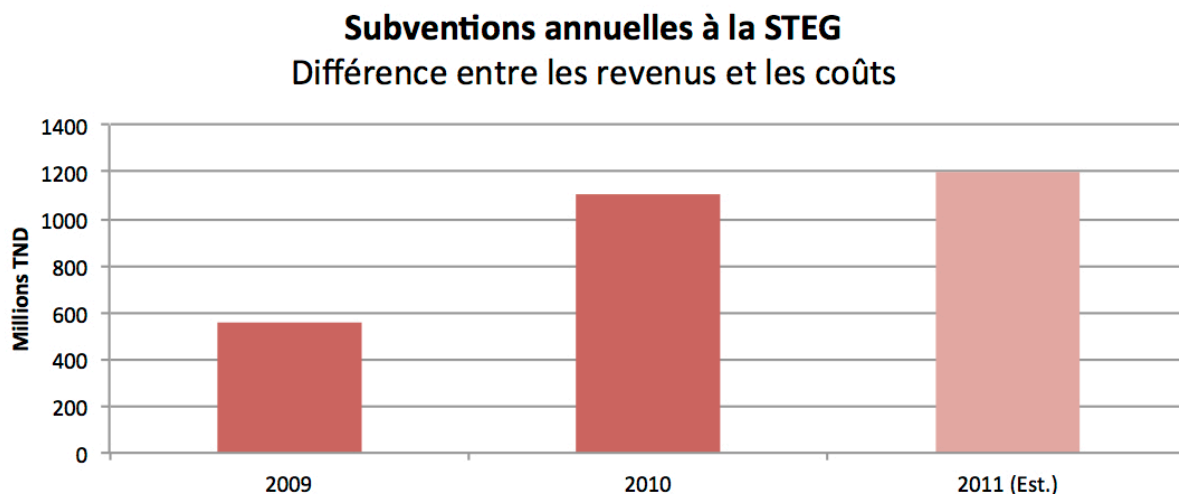
43 Sélectionné sur la base de l'étude du mix énergétique (p. 125), et estimé en utilisant un facteur de charge basé selon la construction récente (45%).

3.4.6 RÉDUCTION DES SUBVENTIONS POUR LA PRODUCTION D'ÉLECTRICITÉ CONVENTIONNELLE

La production d'électricité conventionnelle en Tunisie a reçu deux formes de subventions du gouvernement. D'abord, le coût que les fournisseurs d'électricité paient pour le gaz naturel et le combustible pétrolier est subventionné par le gouvernement. En 2009, cette subvention s'est élevée à un total de 369 millions de TND.⁴⁴

Ensuite, toute baisse de revenu connue par le fournisseur d'électricité à la fin de l'année est directement subventionnée par le gouvernement. Ces subventions varient d'une année à l'autre mais ont considérablement augmenté ces dernières années, comme montré dans le Schéma 43.

Schéma 43 - Subventions annuelles pour l'électricité conventionnelle



Les facteurs qui influencent cette baisse de revenu sont nombreux, c'est pourquoi la prévision du coût des futures subventions ne relève pas de la présente analyse. Cependant, les subventions au coût du pétrole ont été calculées et résumées dans le Tableau 16. Les subventions au coût du pétrole ont été calculées en utilisant la production conventionnelle économisée, telle que calculée dans le Tableau , et les prévisions de subventions annuelles selon l'hypothèse que les subventions augmenteront proportionnellement aux prix du gaz naturel. Ainsi, chacun des trois scénarios de coût de l'électricité a été évalué pour déterminer le coût de subventions économisé annuel et cumulé dans chaque scénario.

⁴⁴ Ce chiffre comprend les 365 millions de TND de subventions de gaz naturel et 4 millions de TND de subventions de pétrole.

Tableau 16 - Subventions annuelles au gaz naturel pour l'électricité conventionnelle

		Scénario des coûts de l'électricité de la série A (favorable au gaz)		Scénario des coûts de l'électricité de la série B (cas moyen)		Scénario des coûts de l'électricité de la série C (favorable aux énergies renouvelables)	
	Nouvelle production conventionnelle économisée 1/	Coût des subventions 2/	Subventions annuelles au gaz économisées	Coût des subventions au gaz 2/	Subventions annuelles au gaz économisées	Coût des subventions au gaz 2/	Subventions annuelles au gaz économisées
	GWh	TND/MWh	TND	TND/MWh	TND	TND/MWh	TND
2009	278	30,1	8 363 575	30,1	8 363 575	30,1	8 363 575
2010	556	29,8	16 545 484	30,6	17 030 334	32,2	17 910 783
2011	834	29,4	24 548 687	31,2	26 008 520	34,5	28 767 258
2012	1 111	29,1	32 376 100	31,8	35 306 575	37,0	41 070 487
2013	1 389	28,8	40 030 598	32,3	44 933 146	39,6	54 970 856
2014	1 667	28,5	47 515 014	32,9	54 897 086	42,4	70 632 794
2015	1 945	28,2	54 832 139	33,5	65 207 464	45,4	88 236 001
2016	2 223	27,9	61 984 724	34,1	75 873 562	48,6	107 976 787
2017	2 501	27,6	68 975 479	34,8	86 904 891	52,0	130 069 528
2018	2 779	27,3	75 807 077	35,4	98 311 185	55,7	154 748 231
2019	3 056	27,0	82 482 150	36,0	110 102 413	59,6	182 268 248
2020	3 334	26,7	89 003 292	36,7	122 288 782	63,9	212 908 117
2021	3 612	26,5	95 615 246	36,9	133 363 092	64,8	234 191 106
2022	3 890	26,2	102 110 594	37,2	144 579 683	65,8	256 077 343
2023	4 168	26,0	108 490 821	37,4	155 939 960	66,8	278 580 332
2024	4 446	25,8	114 757 398	37,7	167 445 342	67,9	301 713 852
2025	4 724	25,6	120 911 776	37,9	179 097 258	68,9	325 491 957
2026	5 001	25,4	126 955 394	38,2	190 897 152	70,0	349 928 987
2027	5 279	25,2	132 889 670	38,4	202 846 479	71,0	375 039 567
2028	5 557	25,0	138 716 011	38,7	214 946 707	72,1	400 838 619
2029	5 835	24,8	144 435 803	38,9	227 199 318	73,2	427 341 362
2030	6 113	24,5	150 050 421	39,2	239 605 806	74,4	454 563 321
Cumulé			1 837 397 454		2 601 148 332		4 501 689 111

1/ Voir Tableau 15

2/ Prévvision faite en utilisant la trajectoire de prix annuel des coûts du gaz naturel.

3.4.7 RÉDUCTION DES SUBVENTIONS AU ÉNERGIES RENOUVELABLES

Il existe actuellement des subventions pour les développeurs de systèmes solaires PV sous la forme de subventions en espèces s'élevant à 30 % des coûts d'installation. En 2010 et 2011, les subventions à l'énergie solaire ont été attribuées à 600 projets représentant un total de 1,2 MW de capacité installée. Le total des subventions attribuées entre septembre 2010 et janvier 2012 s'est élevé à 2 477 000 de TND.

Si l'on part du principe que la participation au programme solaire continuera à des niveaux comparables à ceux connus en 2010 et 2011, elle aura un coût annuel d'environ 1 238 000 TND. La suspension du programme de subvention à la faveur de tarifs d'achat représenterait donc des économies annuelles s'élevant à 1,2 million de TDN.

3.4.8 AUTRES FACTEURS QUI INFLUENCENT LES COÛTS DE LA POLITIQUE

Prévoir les coûts de la politique implique nécessairement d'émettre un certain nombre d'hypothèses. La présente analyse est conçue pour apporter des informations à valeur indicative à partir des différents scénarios possibles. Elle ne prétend pas prédire avec précision le coût exact de la réalisation de l'objectif d'énergie renouvelable de la Tunisie.

Les incertitudes du marché sont un levier important de la variabilité des coûts éventuels. Comme indiqué précédemment, les trajectoires du prix du gaz naturel jouent un rôle clé dans la détermination du coût (ou des économies de coût des énergies renouvelables). De même, les diminutions du coût de plusieurs technologies d'énergie renouvelable sont difficiles à prédire avec certitude mais elles affecteront le taux de dégressivité que la Tunisie pourra appliquer à son programme de tarifs d'achat (de la même manière, les soumissions retenues durant un achat en régime de concurrence baisseront également à mesure que les coûts de la technologie chuteront).

Néanmoins, plusieurs autres facteurs qui n'ont pas encore été exposés pourraient affecter les coûts de la politique. Dans certains cas, ne pas les prendre en compte produit un effet minime sur les prévisions de coût de la présente analyse; dans d'autres cas, ils représentent des risques de coûts potentiellement plus élevés.

1. **Un report significativement plus élevé des nouveaux projets d'énergie renouvelable sur les premières années du programme de tarifs d'achat pourrait faire augmenter les coûts totaux.** La présente analyse suppose, à des fins d'évaluation, qu'un même nombre de nouveaux générateurs d'énergie renouvelable entre en jeu pour chaque année du programme de tarifs d'achat. Toutefois, si l'intégration au programme est plus élevée dans les premières années que dans les dernières années, cela pourrait faire augmenter les coûts totaux. Cela est dû au fait qu'un taux de tarifs d'achat plus élevé est offert durant les premières années, alors que sa dégressivité le fait baisser au fil du temps. Si plus de développeurs verrouillent le taux élevé offert les premières années, les paiements totaux pourraient être supérieurs. À l'inverse, si l'intégration est plus lente que prévue au cours des premières années (et si la Tunisie procède aux dégressivités programmées), les coûts totaux peuvent se révéler inférieurs à ceux prévus.

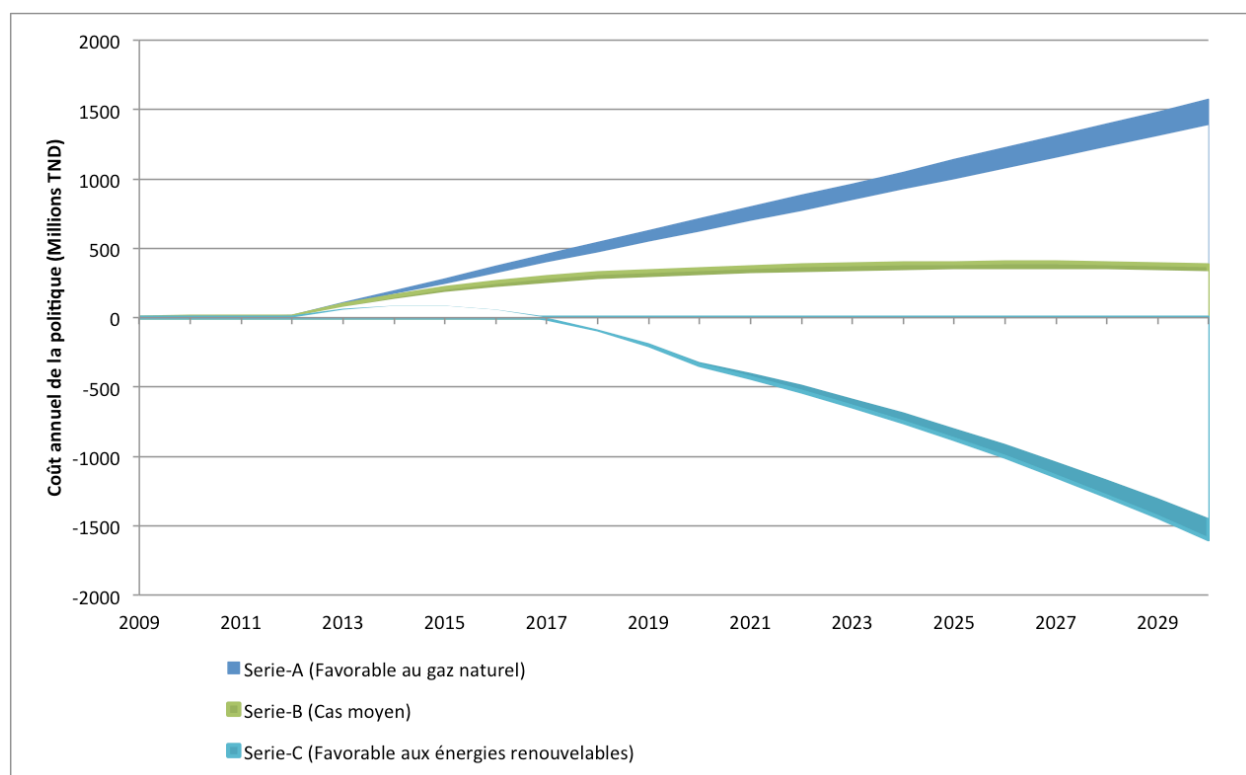
2. **Les coûts de modernisation des réseaux de transport et de distribution ne sont pas compris dans l'analyse actuelle.** Ceux-ci pourraient faire augmenter le coût total de la réalisation des objectifs de mix énergétique de la Tunisie. Cependant, il est important de noter que même un scénario basé sur le statu quo impliquerait des coûts importants d'expansion et de modernisation du réseau.
3. **Réciproquement, les pertes de lignes du réseau pourraient être réduites, produisant un bénéfice net pour le fournisseur d'électricité** à mesure que la production d'énergie renouvelable distribuée entre en vigueur. Avec la modernisation du réseau, il se peut également que les pertes de lignes baissent en deçà du 12% présumé.
4. **Le développement de l'ÉR distribuée peut également réduire le besoin de nouvelles modernisations de transport, étant donné que les nouveaux approvisionnements réduisent la pression sur le transport longue distance et libèrent de l'espace sur les câbles et les postes de distribution.** Il est particulièrement le cas dans les zones urbaines et s'applique principalement aux installations de biogaz et de panneaux solaires PV sur site.

3.5 DISCUSSION

Cette section fournit un survol de l'analyse d'impact et en discute les résultats. Tel que souligné dans le chapitre précédent, l'analyse des scénarios démontre que la gamme de coûts varie d'environ TND 1,6 milliards par année, jusqu'à environ TND 1,7 milliards en épargnes, selon les présuppositions de l'évolution futur du marché. **Le scénario moyen, qui représente notre estimation centrale, indique un surcoût annuel en 2030 d'environ TND 350 millions.** Cela est basé sur un coût brut du gaz naturel en 2030 de EUR 8,69/GJ, selon le scénario moyen de l'étude du mix énergétique.

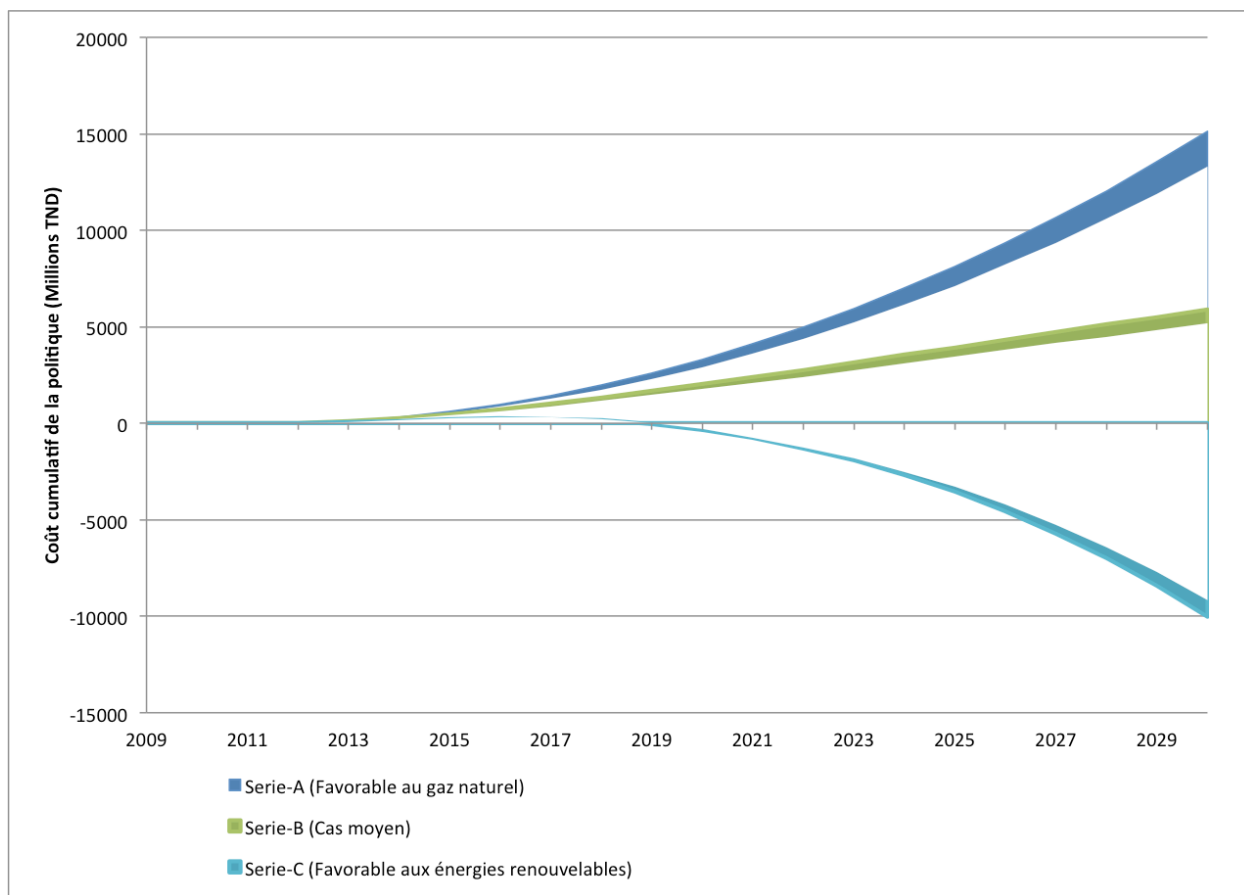
Cette gamme est illustrée dans le graphique ci-dessous ; l'épaisseur de chaque trajectoire démontre la variation plausible à l'intérieur de chaque scénario. (N.B. : ces coûts incluent les épargnes des subventions évitées, y inclut les subventions sur le carburant ainsi que les subventions directes à la STEG).

Schéma 44 – Comparaison de la gamme des coûts annuels pour les trois différents scénarios



Les coûts cumulatifs d'ici 2030 varient d'environ TND 11 milliards supplémentaires à une épargne d'environ TND 7 milliards. Notre scénario central suggère un coût cumulé total d'environ TND 5,9 milliards, tel qu'illustré dans la Figure 45. Ce chiffre représente le coût total *net* afin d'atteindre les cibles incluses dans de la stratégie du mix énergétique en Tunisie.

Schéma 45 – Comparaison des coûts cumulatifs des trois différents scénarios



Les coûts annuels et cumulatifs ci-dessus incluent tous les coûts associés à la génération d'électricité (coûts du capital, opération, maintenance, carburant, et subventions), mais n'incluent pas les coûts de transmission et de distribution.

De plus, il est intéressant d'examiner la contribution relative de chaque technologie aux coûts de la stratégie. Afin de démontrer cela, nous nous servons du scénario moyen, ce qui représente notre scénario central.

Schéma 46 – Contribution annuelle relative de chaque technologie (Scénario Moyen) (Million TND)

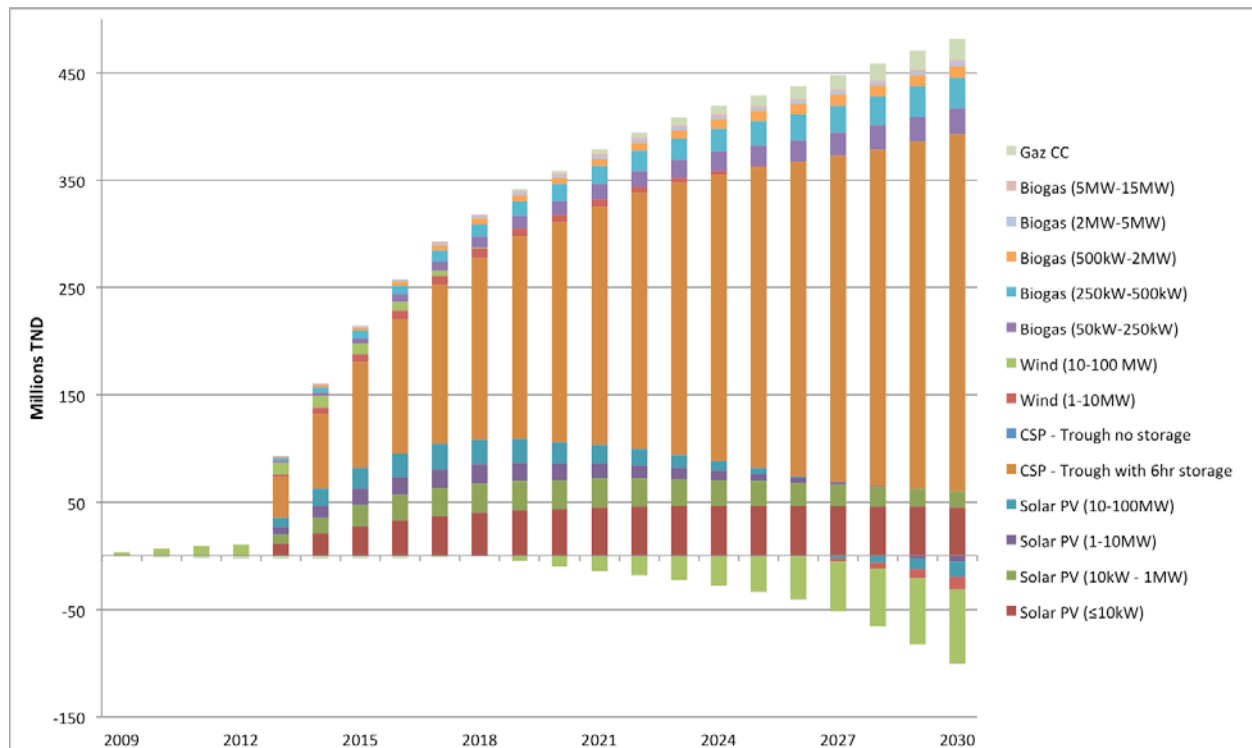
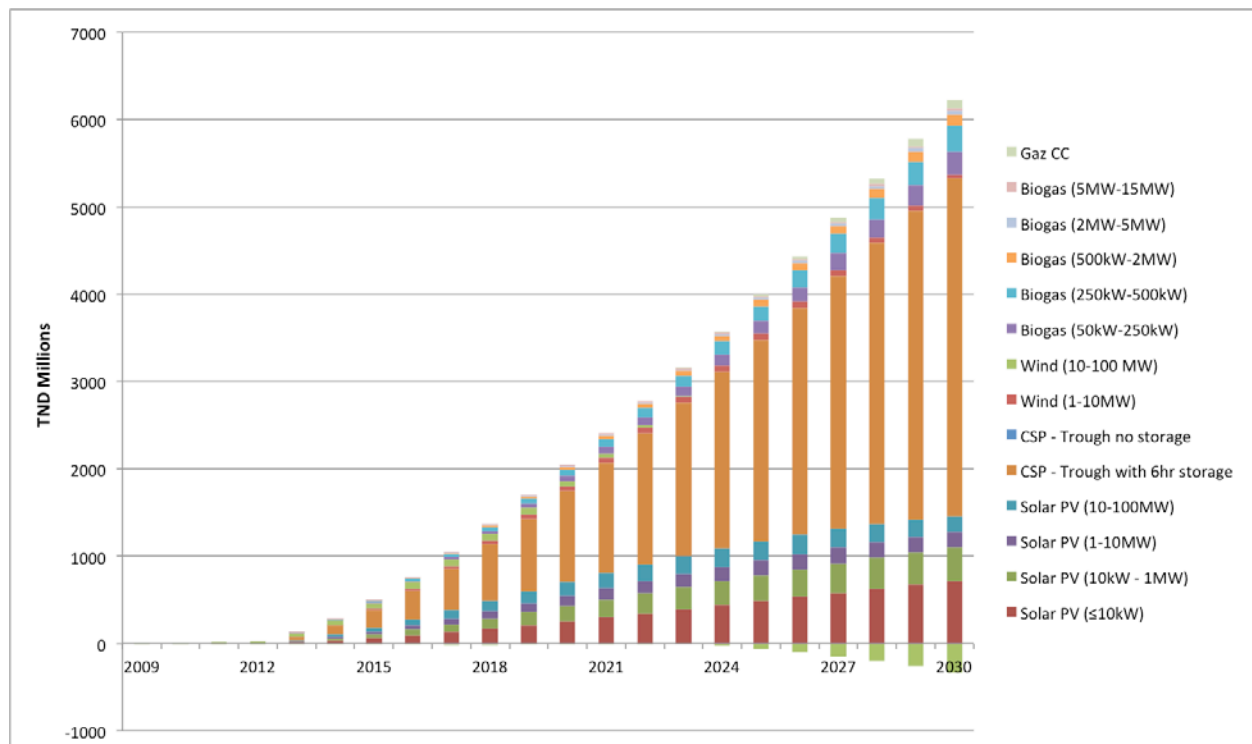


Schéma 47 – Contribution relative totale de chaque technologie (Scénario Moyen) (Millions TND)



Tel qu'illustré ci-dessus, on peut rapidement constater que la contribution prépondérante aux coûts annuels et cumulatifs de la stratégie est due à l'énergie solaire thermique, ou CSP. En effet, le CSP représente 66% des surcoûts *annuels* en 2030 (déjà 51% en 2020), et pleinement 87% des surcoûts *cumulatifs* en 2030 (soit déjà 59% en 2020).

*

Il est utile de considérer les coûts et les épargnes de plus près. Le Tableau 17 fournit un sommaire des résultats. Premièrement, celui-ci démontre la distinction entre les coûts de la politique de tarifs d'achat, de la politique d'appels d'offre (pour les projets au-delà de 15MW), ainsi que les autres coûts additionnels, tels que ceux associés avec la génération éolienne préexistante sur le réseau. Les coûts de l'énergie conventionnelle sont subdivisés en les coûts du carburant (i.e. gaz naturel) et les coûts non liés au carburant, y inclus une indication de la réduction des subventions auquel on peut s'attendre. Les coûts totaux sont utilisés afin de dériver un coût moyen de génération (TND/MWh) pour chaque scénario. Finalement, les coûts finaux sont basés sur une génération totale cumulative au cours de la période 2009-2030 de 345 TWh.

Tableau 17 – Sommaire des coûts cumulatifs et de production (2009-2030)

TND Millions (Excepté où indiqué)	Série-A Scénario favorable au gaz		Série-B: Cas Moyen		Série-C: Scénario favorable aux énergies renouvelables	
	Cas 'BAU'	Scénario ÉR	Cas 'BAU'	Scénario ÉR	Cas 'BAU'	Scénario ÉR
Coûts de l'énergie renouvelable						
Paielements FIT	-	11 965	-	9 860	-	8 093
Paielements sous les appels d'offre	-	16 413	-	14 207	-	12 455
Autres coûts d'ÉR	2 033	231	1 958	231	1 889	231
Coûts totaux ÉR	2 033	28 608	1 958	24 297	1 889	20 780
Coûts de génération conventionnelle						
Coûts du carburant						
Subventionné	7 702	5 865	10 904	8 302	18 870	14 369
Non-subventionné	14 718	11 207	20 836	15 865	36 060	27 457
Coûts totaux du carburant	22 420	17 072	31 739	24 168	54 930	41 826
Coûts non liés au carburant	9 310	7 089	13 179	10 035	22 809	17 367
Coût total de la génération conventionnelle	31 730	24 160	44 919	34 203	77 739	59 194
Coûts cumulatifs totaux (TND)	33 763	52 769	46 877	58 500	79 628	79 973

<i>TND Millions (Excepté où indiqué)</i>	Série-A Scénario favorable au gaz		Série-B: Cas Moyen		Série-C: Scénario favorable aux énergies renouvelables	
Coût unitaire						
Génération cumulative totale (TWh)	308	345	308	345	308	345
<i>Coût unitaire MWh (TND/MWh)</i>	109	153	152	170	258	232
<i>Coût unitaire additionnel (ou épargne) (TND/MWh)</i>		44		18		-26
<i>Coût additionnel (%) (épargne)</i>		40%		12%		-10%
Coûts cumulatifs totaux		15 116		5 896		(9 994)
<i>(génération cumulative : 345 TWh)</i>						

Les schémas 44 et 45 ainsi que le tableau 17 ci-dessus illustrent comment profondément les résultats de l'analyse d'impact dépendent des présuppositions vis-à-vis le coût futur du gaz naturel. Ce facteur déterminera de façon importante les coûts finaux de la stratégie du mix énergétique. Cela suggère que ces présuppositions jouent un rôle primordial dans le processus décisionnel. Il est intéressant à noter que les différents scénarios d'éligibilité (tarifs d'achat vs. appels d'offre) ont un impact comparativement moindre sur le coût (ou le bénéfice) final de la stratégie. Cela suggère qu'une partie importante des facteurs saillants, dont le prix futur du gaz naturel, sont hors du contrôle des décideurs.

Néanmoins, les décideurs peuvent influencer le tarif offert aux développeurs dans le cadre de la politique de tarifs d'achat, soit en diminuant le rendement des capitaux propres requis en créant un environnement stable et propice à l'investissement, ou en offrant un crédit concessionnaire, tel qu'illustré dans le deuxième encadré. Par contre, le crédit concessionnaire peut lui-même engendrer des difficultés, puisqu'il implique le gouvernement de façon directe dans la solvabilité de chaque projet et représente une obligation additionnelle à l'état. Pour cette raison, nous avons modélisé l'impact du financement concessionnaire uniquement afin de démontrer l'importance du taux d'actualisation sur le coût final de la politique énergétique. Il faut souligner à nouveau que le meilleur moyen de réduire le coût du capital autant pour les capitaux propres que pour les bailleurs de dette, c'est de créer un environnement politique stable, et de fonder la stratégie énergétique sur un modèle de récupération des surcoûts crédible.



PARTIE IV: RECOMMANDATIONS DE POLITIQUE

4.0 INTRODUCTION

À l'heure où les décideurs politiques cherchent à concevoir un tarif d'achat pour la Tunisie, plusieurs facteurs devraient être pris en considération. Ces recommandations sont le fruit de nos recherches et analyses du secteur de l'électricité en Tunisie, et sont nées de nos échanges avec plusieurs intervenants, et notamment la STEG, l'ANME, la DGE, la GIZ et l'ANGED, entre autres. Sur la base de ces discussions, et en prenant en considération le fait que chaque pays et chaque contexte est unique, cette section propose dix recommandations concernant la politique de tarifs d'achat. (N.B.: les recommandations pour les tarifs d'achat ainsi que pour la dégressivité se trouvent dans la Section 2).

4.1 CRITÈRE D'ÉLIGIBILITÉ

Il existe plusieurs critères que la Tunisie peut utiliser dans sa politique de tarifs d'achat. Sur la base de consultations réalisées auprès des partenaires tunisiens, il est recommandé que la politique finale de tarifs d'achat établisse des dispositions claires quant aux propriétaires admissibles, aux technologies, aux tailles de projets, ainsi qu'à l'emplacement de chaque projet.

4.1.1 PROPRIÉTAIRE

Il est recommandé que la politique de tarifs d'achat de la Tunisie soit ouverte et accessible à tous les Tunisiens, et qu'elle ne soit pas seulement limitée à certains consommateurs. Cela contribuera à faciliter l'accès et à accélérer la démocratisation du secteur de l'électricité, permettra le développement de projets, petits et grands (publics et privés), et favorisera le développement au sein des zones urbaines qui peuvent jouer un rôle important pour faire face aux pics de charge et réduire les pertes de lignes. Les développeurs, aussi bien résidentiels que commerciaux, devraient donc être admissibles pour le paiement des tarifs d'achat, de même que les développeurs industriels, à condition qu'ils respectent les limites de taille imposées ainsi que toute autre réglementation pertinente.

4.1.2 TECHNOLOGIE

Comme convenu avec les partenaires tunisiens, les technologies admissibles seront l'énergie photovoltaïques (PV) solaire, l'énergie éolienne, le biogaz et les centrales solaires thermodynamiques. L'ANGED a également exprimé le souhait d'inclure expressément la biomasse, qui pourrait donc aussi être comprise dans le programme.

4.1.3 TAILLE

Nous avons discuté avec plusieurs intervenants des tailles admissibles et nos préconisations sont donc basées sur ces consultations. Il est recommandé de diviser les technologies selon les catégories de taille suivantes :

Tableau 18 – Taille envisagée de différentes technologies

PV solaire				Centrale solaire thermodynamique		Éolienne		Biogaz				
≤ 10 kW	10kW– 1MW	1-10 MW	10- 100 MW	Miroir avec 6 heures de stockage	Miroir sans stockage	1-10 MW	10- 100 MW	50 kW- 250 kW	250-500 kW	500 kW -2 MW	2 MW- 5 MW	5 MW- 15 MW

Il est prévu que les projets d'énergie éolienne, PV et de solaire thermodynamique supérieurs à 15 MW seront autorisés via un processus d'appels d'offres et ne seront donc pas techniquement compris dans la politique de tarifs d'achat. Cela étant dit, des projets d'une telle envergure pourraient jouer un rôle important dans la réalisation de l'objectif de 30 % d'énergie renouvelable fixé par la stratégie énergétique de la Tunisie. Il est toutefois important de ne pas négliger le rôle que pourraient jouer les systèmes plus petits, notamment parce qu'ils n'exigent pas de modernisations coûteuses au réseau de transmission. Par conséquent, alors que les systèmes les plus petits peuvent avoir à payer des tarifs d'achat plus élevés que les systèmes plus grands, leur capacité à se développer sur le réseau de distribution existant peut s'avérer un avantage considérable dans certaines zones.

4.1.4 EMPLACEMENT

Il est recommandé à la Tunisie d'utiliser un système de « zonage » similaire au système mis en place en Ontario, au Canada, pour déterminer les zones dans lesquelles les projets d'ER peuvent être interconnectés au réseau. Bien que cette stratégie ne soit pas sans limites, elle a l'avantage d'être claire pour les développeurs et peut aider le fournisseur d'électricité à contrôler l'emplacement définitif de construction des projets. Une telle approche reflète également les « asymétries d'informations » considérables entre les fournisseurs d'électricité et les développeurs de projets s'agissant de l'état du réseau et du lieu où l'alimentation électrique est nécessaire. Dans ce système, des aires géographiques en **vert** (par exemple) pourraient représenter une zone où une capacité est nécessaire et où des projets sont souhaités. Le **jaune** représenterait une zone où les projets sont pertinents. Le **rouge** représenterait une zone pour laquelle les projets ne sont pas souhaitables, la capacité d'électricité n'est pas nécessaire ou pour laquelle il n'existe pas du tout de capacité de réseau disponible. Quelle que soit l'approche choisie, il est important de signaler aux développeurs les emplacements où les projets sont souhaités, et ceux où ils ne le sont pas.

Cela étant dit, il est important de ne pas trop restreindre le processus de sélection de site : il peut exister un compromis entre les zones les plus pertinentes pour la STEG (en fonction de la capacité de réseau existante) et les sites où se trouvent les ressources de meilleure qualité. S'il n'est pas logique de développer des projets nécessitant des milliards d'euros d'investissements en transport, il n'est pas non plus logique de limiter les projets aux sites dont le potentiel de ressources est plus bas (cela s'applique principalement à l'énergie éolienne) ou d'interdire les zones caractérisées par un important potentiel de biomasse ou de biogaz (par ex. : un site d'enfouissement). C'est pourquoi nous recommandons que la désignation des zones de développement d'énergie renouvelable soit réalisée en collaboration avec un large éventail d'intervenants au sein de la Tunisie, ainsi qu'avec des développeurs externes. Cela peut aider à déterminer où sont les meilleures régions, aussi bien du point de vue des ressources que de celui de la capacité du réseau, et permet de ne pas perdre de vue les régions où l'accroissement de la demande est le plus rapide.

Étude de cas : le Cap-Vert

En 2012, le Centre régional de la Communauté économique des États de l'Afrique de l'Ouest (CEDEAO) pour l'énergie renouvelable et l'efficacité d'énergie (ECREEE) a ouvert à Praia, au Cap-Vert, pour développer le potentiel d'énergies renouvelables en Afrique de l'Ouest. Le centre a la tâche de mettre en place des « projets de démonstration » pour attirer des investisseurs et des développeurs de projets. Grâce au travail du centre, le Cap-Vert a réussi à développer deux centrales solaires (de 5 MW et de 2,5 MW) et quatre parcs éoliens (s'élevant à 28 MW de capacité installée) via des partenariats public-privé. La base de données à « guichet unique » du Cap-Vert pour les investisseurs potentiels permet de lever les doutes investisseurs, les aide à obtenir une « validation de principe », à identifier les meilleurs sites et à réduire les obstacles financiers à l'investissement.

Sources :

CapeVerde.com. (12 août 2011). Les îles du Cap-Vert comptent sur les énergies renouvelables. Praia, Cap-Vert.

Lugmayr, M. (6 juillet 2010). Le Centre pour l'énergie renouvelable et l'efficacité d'énergie pour l'Afrique de l'Ouest ouvre ses portes avec l'aide financière de l'ONUDI. Praia, Cap-Vert.

4.2 DIFFÉRENTIATION PAR LA QUALITÉ DES RESSOURCES

Sur la base des consultations menées auprès des partenaires tunisiens, il est recommandé que, dans la mesure du possible, l'accent soit mis en premier lieu sur le développement des sites les plus productifs. Étant donné que les affectations de capacités sont limitées pour chaque technologie et que la Tunisie dispose d'un abondant potentiel d'ER, il semble possible de répondre aux exigences en termes de capacité presque uniquement avec des sites de haute qualité. À mesure que la politique avance, il peut être utile de considérer des tarifs différenciés en fonction des ressources pour éviter une rémunération excessive aux meilleurs sites et pour permettre à des projets de se développer dans d'autres régions. En pratique, cela revient à concevoir les tarifs sur la base d'un facteur de charge élevé, afin que les développeurs soient naturellement encouragés à choisir en premier les sites de meilleure qualité. De cette manière, la Tunisie sera en mesure d'apaiser les préoccupations politiques s'agissant de l'augmentation des taux et de profiter immédiatement des énergies renouvelables disponibles dont le coût est le plus bas.

À mesure que les meilleurs sites sont développés, la Tunisie devra probablement réviser ses tarifs pour permettre à des sites légèrement moins productifs d'être développés sur le plan économique. Un tel ajustement à la prévision du facteur de capacité peut être réalisé directement au sein du modèle de calcul des tarifs d'achat, et de nouveaux tarifs pourront être établis sur la base de ces nouvelles données. De cette manière, le niveau de tarifs offerts à des projets d'énergie éolienne peut être ajusté au fil du temps, idéalement à la faveur des révisions prévues du programme (voir. Section 10, *Mécanismes de révision et d'ajustement des tarifs d'achat*). De manière alternative, avec un appui public et politique, les décideurs politiques tunisiens pourraient envisager le passage à un système avancé de tarifs d'achat, caractérisé par un niveau plus élevé de différenciation en fonction de l'emplacement et de la qualité des ressources.

4.3 TARIFS NIVELÉS

Il est recommandé à la Tunisie d'adopter des tarifs nivelés, par opposition aux tarifs préférentiels pour lesquels le paiement est plus élevé au cours des premières années du projet (tarifs dit '*front loaded*'). C'est une approche mieux adaptée au contexte tunisien pour deux raisons principales 1) des tarifs échelonnés ajoutent un niveau de complexité non-nécessaire, en particulier au stade précoce actuel du développement d'un cadre général pour l'énergie renouvelable et 2) des tarifs préférentiels amplifient dès le départ l'incidence du surcoût et font ainsi augmenter le coût pour le consommateur final, ce qui n'est pas souhaitable, notamment durant les premières années de la politique. En utilisant des tarifs nivelés, la politique de tarifs d'achat de la Tunisie est en mesure de profiter des longues périodes d'amortissement pour les tarifs d'achat et de réduire les répercussions sur le consommateur final.

4.3.1 INDEXATION DES TARIFS

En vue du taux d'inflation moyen de la Tunisie au cours des dernières décennies, et du fait de l'influence négative que cette inflation peut avoir sur les flux de rentrées des projets importants, particulièrement sur une période de 15-20 ans, nous recommandons d'intégrer un léger ajustement annuel aux niveaux des tarifs d'achat. Cet ajustement est parfois désigné sous l'expression « indexation des tarifs » (Couture et Gagnon, 2010).

Toutefois, étant donné que la plupart des coûts associés à un projet d'énergie renouvelable sont dus au départ, l'inflation n'a qu'un effet minime sur les coûts des projets à long terme. C'est pour cela que seulement une partie du taux de tarif calculé est indexée à l'inflation, permettant au tarif de suivre et de refléter plus précisément les coûts de fonctionnement et de maintenance des projets. Le « facteur de progression » est calculé en partant du principe que l'économie connaîtra une inflation de 4 % en moyenne et que seule une partie des coûts totaux du projet subiront l'impact de l'inflation (à savoir : les coûts de fonctionnement et de maintenance qui sont liés à la hausse des coûts de main-d'œuvre et de matériel). Bien qu'il s'agisse de l'hypothèse que nous avons utilisée pour calculer les niveaux de paiement des tarifs d'achat, le chiffre de l'inflation annuelle peut être ajusté chaque année sur la base des données disponibles auprès du ministère concerné. La formule suivante fournit un aperçu :

$$[(\text{Tarif actuel}_{\text{année 'x' en TND}}) \times (\% \text{ du tarif indexé})] \times (\text{Taux d'inflation}) + (\text{Tarif actuel}_{\text{année 'x' en TND}}) = \text{Tarif d'achat final}_{\text{année 'x + 1' (TND)}}$$

Vous trouverez ci-dessous la présentation de l'indexation des tarifs utilisée dans le modèle de calcul des tarifs.

Tableau 19 – Proportion des tarifs soumis à l'indexation des tarifs

	Inflation	Partie du prix du contrat indexée
PV solaire (≤ 10 kW)	4 %	5 %
PV solaire (10 kW-1 MW)	4 %	5 %
PV solaire (1-10 MW)	4 %	5 %
PV solaire (10-100 MW)	4 %	5 %
Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	4 %	10 %
Centrale solaire thermodynamique – Miroir sans stockage	4 %	10 %
Éolienne (1-10 MW)	4 %	5 %
Éolienne (10-100 MW)	4 %	5 %
Biogaz (50 kW-250 kW)	4 %	10 %
Biogaz (250 kW-500 kW)	4 %	10 %
Biogaz (500 kW-2 MW)	4 %	10 %
Biogaz (2 kW-5 MW)	4 %	10 %
Biogaz (5 kW-15 MW)	4 %	10 %

Cela peut paraître une petite modification, mais cette indexation des tarifs aide à réduire les risques d'inflation et renforce un peu la protection contre les changements macroéconomiques.

4.4 PRIME DE TARIFS D'ACHAT POUR CERTAINES TECHNOLOGIES

Selon les consultations menées auprès des partenaires tunisiens, l'équipe du projet ne recommande pas, à ce stade, que la Tunisie mette en place des primes pour certaines technologies. Les tarifs d'achat de la Tunisie n'en sont encore qu'à leurs débuts, et l'ajout de primes pourrait faire augmenter la pression exercée sur les coûts totaux de la politique. De plus, les primes peuvent être perçues comme un traitement préférentiel à certains groupes et ainsi miner le soutien du public à la politique. Cependant, les décideurs politiques estimeront peut-être utile d'intégrer des primes dans le futur, par exemple pour aider les technologies de stockage d'énergie ou la prise en charge locale.

Étude de cas : l'Ontario, au Canada

La province de l'Ontario offre des tarifs d'achat avec primes pour certains types de structures du capital social. Dans ce programme, les projets d'électricité sont admissibles pour recevoir un paiement supplémentaire par kWh en plus du taux de tarifs d'achat de base, en fonction de la part détenue par des participants autochtones ou « communautaires ». Les projets d'électricité qui sont en mesure de prouver que la part de la participation « communautaire » est supérieure à 15 % peuvent bénéficier d'une prime spéciale par kWh, tandis que les projets qui peuvent prouver une prise de participation de plus de 50 % bénéficient d'une prime plus importante. La structure de prime à la participation est expliquée dans le tableau suivant.

L'Ontario a entrepris une telle politique dans le but 1) d'admettre que les projets locaux ou communautaires peuvent connaître des obstacles et des coûts plus importants que les projets développés par des entreprises privées ou financés par des grands investisseurs ; et 2) d'offrir des mesures incitatives pour équilibrer les règles du jeu en favorisant la prise en charge locale, augmentant ainsi les bénéfices directs et indirects des investissements dans le secteur de l'électricité. Les primes de l'Ontario à la participation communautaire reconnaissent également que les communautés autochtones rencontrent des obstacles au moment de participer à ces projets. C'est pourquoi des primes légèrement plus élevées leur sont attribuées pour stimuler l'implication de ce segment de la population.

		SUPPLÉMENT PREMIÈRES NATIONS (cents USD/kWh)	SUPPLEMENT PREMIERES NATIONS (cents USD/kWh)
Niveau de prise de participation (%)	15 – 50 %	0,75 cents/kWh	0,5 cents/kWh
	> 50 %	1,5 cents/kWh	1,0 cents/kWh

Sources :

Clear Sky Advisors (2012) « Ontario FIT Review Recommendations Announced ». 23 mars 2012. Disponible sur : <http://www.clearskyadvisors.com/1351/ontario-fit-review-recommendations-announced/> ; Ontario Power Authority (2011) "Feed-In Tariff Program: FIT Rules Version 1.5.1," July 15. Disponible sur : <http://fit.powerauthority.on.ca/sites/default/files/FIT%20Rules%20Version%201%205%201%20Program%20Review.pdf>

4.5 MODÈLE DE RECOUVREMENT DES COÛTS

Tel que souligné dans la Partie 1, il y a plusieurs manières de récupérer les coûts d'une politique de tarifs d'achat. Les principales méthodes sont le recouvrement auprès du contribuable ou via une taxe spéciale, un fonds ou un mécanisme d'aide internationale.

On considère généralement que le fait de reporter les coûts de la politique sur les contribuables est la meilleure pratique étant donné que cette méthode permet de maintenir les coûts du système d'électricité au sein du système. Cette méthode est utilisée en Allemagne, au R.-U., en Ontario ainsi que dans bien d'autres pays. Cependant, au vu des inquiétudes récentes portant sur l'augmentation des prix en Tunisie, les intervenants peuvent bien s'interroger sur la faisabilité politique d'une augmentation des prix de l'électricité au détail pour financer une politique de tarifs d'achat. Les décideurs doivent donc

trouver un juste équilibre entre la création d'un environnement attrayant pour les investisseurs et le fait de veiller à ce que l'électricité demeure accessible et abordable. Malgré les nombreux avantages sur le long terme associés à la réduction de la dépendance au combustible fossile, tels que la création d'emplois, la stabilité du réseau, la sécurité énergétique et la réduction des subventions au gaz naturel, certains intervenants ont exprimé des inquiétudes au sujet de la faisabilité d'un modèle de recouvrement auprès du contribuable.

Toutefois, étant donné que les coûts du système d'électricité sont déjà subventionnés par les contribuables tunisiens via les virements annuels de la STEG (qui s'élèvent approximativement à 1,2 milliards de dinars tunisiens en 2011), l'investissement dans les sources d'énergie renouvelable peut être considéré différemment : d'un côté, elles impliquent la reconnaissance du fait que les ressources de gaz naturel ne dureront pas éternellement et qu'un changement progressif dès aujourd'hui est préférable à des changements soudains et radicaux dans le futur ; de plus, elles reflètent une modification des priorités car les subventions publiques sont redirigées pour soutenir la production d'énergie renouvelable, créant de nouvelles possibilités pour les Tunisiens et permettant ainsi à de jeunes entreprises de s'établir dans ce secteur.

Si l'on considère que reporter les coûts sur les prix de l'électricité n'est pas possible pour le moment, il existe trois autres options disponibles pour le recouvrement des coûts :

1. payer la politique directement à partir des recettes publiques,
2. utiliser un prélèvement spécial sur les carburants fossiles pour recouvrer les coûts de la politique, ou
3. la mise en application de sources de fonds internationaux.

Quel que soit le modèle de recouvrement des coûts adopté, des échanges avec les partenaires tunisiens mettent en évidence le besoin de protections spéciales pour les ménages à faible revenu. La Tunisie a déjà des dispositions spéciales pour les ménages à faible revenu qui consomment moins de 50kWh/mois ; il est donc probable que le cadre général de la politique retiendra cette exonération une fois les tarifs d'achat lancés. En outre, il est possible que des exonérations supplémentaires soient intégrées, telles que des exonérations pour les activités agricoles ou pour les industries importantes, deux éventualités qui sont envisagées dans la section d'analyse de coût de la politique. Dans ce cas, la conséquence principale sera de réduire le nombre de contribuables subissant l'impact de la politique et donc d'imposer les hausses de prix à un groupe réduit de consommateurs. L'effet net renverra donc à des coûts plus élevés pour ces consommateurs. Par exemple, comme l'industrie représente approximativement 46 % de la demande totale en électricité en 2010, le fait d'exonérer l'ensemble des contribuables industriels aura pour effet, approximativement, de doubler les hausses de prix pour les autres consommateurs. Cela souligne le besoin d'une approche équilibrée : la création d'une liste grandissante d'exonérations peut miner progressivement le soutien politique et public à la stratégie du mix énergétique, dans la mesure où les coûts croissants sont laissés à la charge d'un nombre réduit de contributeurs.

Toutefois, il est important de signaler que l'effet net sur le contribuable entre 2013 et 2030 peut également être négatif, se traduisant par des économies directes pour les contribuables et pour le pays, en comparaison d'une approche de statu quo. Il est nécessaire de prendre de la distance et d'admettre qu'une stratégie susceptible d'avoir des coûts positifs les premières années peut permettre à terme de réaliser d'importantes économies, à mesure que les coûts d'énergie renouvelable continuent de baisser et que les prix du gaz naturel augmentent.

Enfin, même si la politique tunisienne peut contempler la possibilité d'un financement international pour subvenir aux coûts, il serait sans doute peu avisé de compter sur cette aide dans l'environnement actuel. Si la Tunisie s'engage à mettre en place sa stratégie du mix énergétique, les décideurs politiques devront trouver un modèle auto-suffisant pour le recouvrement des coûts. L'approche la plus souple pourrait finalement être celle résultant d'une combinaison des approches décrites ci-dessus.

Étude de cas : le Kenya

En dehors de sa politique, le Kenya offre un interfinancement pour protéger les ménages à faible revenu et les usagers ruraux des prix croissants de l'électricité. Dans ce programme, les ménages à faible revenu (50 kWh ou moins par mois) et les usagers ruraux (usagers de mini-réseaux) paient le même prix de l'électricité que les usagers urbains raccordés au réseau, même si les coûts de production peuvent être bien plus élevés. La subvention est payée par d'autres classes de contribuables.

Sources :

Entretien avec Matthew Woods (7 novembre 2012), *Carbon Africa Limited*.

4.6 PLAFONDS DE CAPACITÉ

Il a été convenu avec les intervenants tunisiens que certaines capacités seront accordées à chaque technologie. En raison de l'impossibilité pratique d'établir des objectifs annuels pour des technologies ayant des temps de construction allant de 1 à 3 ans, il est recommandé à la Tunisie d'adopter une approche légèrement différente. Tout d'abord, en raison de la mise à l'échelle rapide de l'énergie solaire PV sur certains marchés et de la nature hautement modulaire des projets PV, qui leur permettent d'être construits en quelques semaines ou moins, nous proposons que l'énergie solaire PV conserve un plafond de capacité annuel, comme c'est le cas sur certains marchés tels que la Malaisie. Cela permettra aux décideurs politiques de contrôler de plus près les projets de développement dans ce secteur.

Pour le reste des technologies, y compris les centrales solaires thermodynamiques, l'énergie éolienne et le biogaz, nous proposons d'accepter les candidatures de projets sur une base de 3 ans. Cela permettra aux décideurs politiques de confirmer des accords avec des développeurs de projets jusqu'à l'objectif de capacité de 3 ans, qui sera alors sur le point d'être construit ou au moins en construction dans ce laps de 2 à 3 ans. À la fin de la deuxième année de mise en place de la politique, les décideurs politiques peuvent commencer à accepter des projets pour la période de 3 ans suivante, et ainsi de suite. Naturellement, il est important d'être prêt d'ajuster les objectifs à mesure que le marché se développe.

S'il y a plus de demande pour une catégorie de technologie (par ex. : éolienne ou biomasse), il sera possible de modifier ultérieurement les objectifs propres à cette technologie. En outre, si certains objectifs ne sont pas atteints, il est important de disposer de clauses claires indiquant si la capacité allouée est renvoyée à la période suivante ou si elle est réaffectée à d'autres technologies. Quelle que soit l'approche choisie, il est important d'envoyer un message clair aux investisseurs et d'établir des attentes claires pour les développeurs de projets. De plus, il est important d'établir des conditions exigeantes pour l'accès à la politique de tarifs d'achat, afin d'éviter un taux élevé de faillite, et une prédominance de projets irréalisables dans le quota alloué. Si certains projets ne démontrent aucun progrès, il est important d'avoir accès à un mécanisme formel de réallocation de capacité.

Sur la base des objectifs établis au sein de la stratégie du mix énergétique actuelle, et après des discussions approfondies avec les intervenants, nous sommes convenus des plafonds de capacité suivants:

Tableau 20 – Plafonds de capacité annuels envisagés

Plafonds de capacité annuels par technologie	
PV solaire (≤ 10 kW)	24 MW
PV solaire (10 kW – 1 MW)	24 MW
PV solaire (1 – 10 MW)	24 MW
PV solaire (10 – 100 MW)	36 MW
Plafonds de capacité tri annuels par technologie	
Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	100 MW
Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	0 MW
Éolienne (1 – 10 MW)	86 MW
Éolienne (10 – 100 MW)	172 MW
Biogaz (50 kW – 250 kW)	17 MW
Biogaz (250 kW – 500 kW)	22 MW
Biogaz (500 kW – 2 MW)	13 MW
Biogaz (2 – 5 MW)	4 MW
Biogaz (5 – 15 MW)	11 MW
Gaz CC	393 MW

Pour que les plafonds de capacité fonctionnent, le cadre général de tarifs d'achat doit intégrer des directives claires quant à la mise en file d'attente, ainsi qu'un système de contrôle qui permettra aux investisseurs et au gouvernement de suivre les candidatures de projets. Cela aidera la Tunisie à éviter les erreurs commises dans des pays comme l'Espagne où une supervision insuffisante du système a conduit à accepter plus de candidatures que le nombre techniquement autorisé sous les plafonds de capacité – dont la conséquence fut la forte inquiétude des investisseurs, dont beaucoup ne savaient pas si leurs contrats seraient honorés. Le contrôle clair du développement des projets et du processus d'affectation des contrats demeure l'un des moyens les plus importants à la disposition des décideurs politiques pour consolider la confiance des citoyens et des développeurs durant l'administration de la politique.

4.7 CONDITIONS DE RACCORD ET DE PARTAGE DES COÛTS

Les options de conditions de raccord et de partage des coûts ont déjà été examinées dans la première partie. Quelle que soit l'approche adoptée par le gouvernement, il est important que la politique de raccord de la Tunisie présente certains éléments clés : 1) un calendrier strict concernant les permis de raccord et les études d'impact, 2) un niveau élevé de transparence et 3) un ensemble standard de procédures de délivrance d'autorisation que tous les postulants peuvent suivre.

En ce qui concerne l'affectation des coûts pour les investissements dans le réseau, il est recommandé que le générateur supporte la charge des coûts de raccord au point le plus proche sur le réseau, qu'il s'agisse du réseau de transport ou de distribution. Les coûts correspondant à toute extension nécessaire du réseau, que ce soit en raison d'une exigence de fiabilité ou pour répondre à un accroissement de la demande dans une zone particulière, doivent être supportés par le fournisseur d'électricité. Définir des formules pour affecter les coûts liés au réseau peut se révéler difficile, en particulier lorsque plusieurs générateurs de petite et moyenne taille sont impliqués et ont contribué de manière inégale aux modernisations nécessaires. Par ailleurs, l'obligation de payer les coûts d'extension du réseau peut compromettre la rentabilité de nombreux projets qui, sans cela, se seraient révélés lucratifs. Pour ces raisons, entre autres, l'opérateur du réseau de transport et de distribution (dans ce cas, la STEG) devrait prendre en charge la majorité des renforcements ou modernisations nécessaires du réseau découlant de la stratégie du mix énergétique. Ces coûts de modernisation seront probablement compensés par la réduction des dépenses liées à l'exploitation des stations de production les plus coûteuses, ainsi que par une réduction des pertes de lignes. Comme nous l'avons souligné plus haut, pour garantir aux investisseurs certitude et transparence, le processus de candidature au raccord doit comprendre un calendrier clair prévoyant des amendes et des pénalités en cas de non raccord des générateurs dans le délai prévu. Une attitude réticente envers le raccordement et envers l'extension du réseau peut fortement entraver la stratégie du mix énergétique. Il s'agit d'un domaine où une plus grande coopération et collaboration est nécessaire entre le gouvernement, la STEG, l'industrie, ainsi que les producteurs d'électricité indépendants.

Enfin, comme nous l'avons décrit dans la section sur les critères d'éligibilité, il est recommandé à la Tunisie de prioriser les raccords sur des zones de raccord clairement définies, les zones les plus souhaitables (en vert) bénéficiant d'un raccord prioritaire (ou accéléré). C'est une manière de s'assurer que les promoteurs de projets concentrent leurs projets là où une nouvelle alimentation électrique est la plus nécessaire, c'est-à-dire là où cette alimentation aura le plus de valeur pour le système électrique et là où les coûts totaux de système seront les plus bas. Le processus du raccord au réseau bénéficierait d'une agence de régulation indépendante tel que nous retrouvons dans plusieurs autres pays au monde, dont l'Allemagne, le Royaume Uni, et les États-Unis afin d'assurer l'équité du processus et la justesse des exigences.

4.8 ADMINISTRATION DU SYSTÈME DE TARIFS D'ACHAT

La Tunisie ne dispose pas encore d'une agence de régulation indépendante pour administrer le cadre général des tarifs d'achat. La consultation des partenaires tunisiens suggère qu'il serait préférable de créer une agence indépendante, afin d'assurer que les tarifs d'achat soient administrés de façon juste et

compétente. La création d'une telle agence permettrait de séparer la fonction administrative des responsabilités directes du gouvernement et autoriserait une agence sans lien de dépendance à assumer la responsabilité de la gestion des tarifs d'achat, à publier des mises à jour sur son site Web, à prendre des décisions sur des questions techniques et réglementaires, etc. De semblables agences de régulation ont été créées avec succès en Ontario (Ontario Power Authority, OPA), en Malaisie (Sustainable Energy Development Authority, SEDA), et sont actuellement en cours de création dans des pays comme l'Arabie Saoudite (Sustainable Energy Procurement Company, SEPC). Le succès rencontré par l'OPA et la SEDA dans l'administration de la politique illustrent les bénéfices potentiels résultant de la création d'une entité séparée en Tunisie, dont la responsabilité serait de veiller à ce que la stratégie énergétique soit en bonne voie et à ce qu'elle atteigne les objectifs du gouvernement en matière de réduction de la dépendance au gaz naturel, de diversification du bouquet énergétique et de développement des technologies d'énergie renouvelable.

L'agence indépendante à vocation spécifique doit disposer de processus clairs pour de nombreux aspects de la politique, y compris le paiement des tarifs d'achat, la conception des contrats, le dépôt des contrats et les délivrances des permis. Le fait d'établir des processus clairs pour ces activités garantira aux investisseurs une plus grande transparence et un plus grand degré de certitude quant au développement des projets. Elle peut également disposer de certains pouvoirs comme la possibilité de prélever des amendes ou d'imposer d'autres mesures disciplinaires aux participants en cas de non-respect des règles du programme ou d'entrave à sa mise en place. Cela peut impliquer, par exemple : la conservation du dépôt initial réalisé par les développeurs pour entrer dans la file d'attente lorsqu'ils ne respectent pas les points d'étapes du développement du projet ; des sanctions au fournisseur d'électricité lorsqu'il ne raccorde pas les projets en temps et en heure ; ainsi que d'autres mesures disciplinaires. Ces pouvoirs sont importants pour conférer à l'agence l'autorité de son mandat, qui serait ici d'atteindre les objectifs fixés par la stratégie énergétique nationale de la Tunisie. Enfin, l'agence pourrait également convoquer des réunions pour discuter de problèmes techniques tels que l'établissement de processus clairs et transparents pour le raccord au réseau, ou pour discuter de modifications du code de réseau prenant en compte les besoins des fournisseurs d'électricité et des développeurs.

De toutes ces manières, entre autres, une agence de régulation indépendante pourrait contribuer à améliorer l'administration de la politique de tarifs d'achat et concourir de manière significative à sa mise en place efficace.

4.9 CONTENU LOCAL

Les politiques de « contenu local » peuvent permettre la Tunisie d'accroître les avantages du développement des énergies renouvelables tels que le développement de l'industrie locale, de chaînes d'approvisionnement et la création d'emplois. À travers le monde, plusieurs pays ont commencé à mettre en place de telles politiques, dont l'Italie, la Grèce, l'Ontario, et la Malaisie. Bien que ce thème demeure controversé sur la scène internationale (et se trouve actuellement contesté par l'Organisation mondiale du commerce, l'OMC), certains pays continuent de soutenir de telles politiques en raison des avantages induits pour leurs communautés.

Les exigences en contenu local peuvent prendre des formes différentes. Elles peuvent comprendre des réglementations et des mesures incitatives qui exigent ou encouragent une fabrication ou un montage local, des obstacles au commerce sur les importations de carburants et technologies d'énergie renouvelable, ainsi que des subventions nationales.⁴⁵

Il est probable que les tarifs d'achat de la Tunisie conduiront à un programme de taille modeste. De ce fait, il peut être possible pour la Tunisie de mettre en place une politique de contenu local par la voie de primes ou de 'bonus'. Il est toutefois important de noter que les risques liés à l'adoption de ce type de politique sont importants. De prime abord, il peut être exceptionnellement difficile de concevoir et d'administrer une politique de contenu local : cela peut faire augmenter les coûts d'administration de l'ensemble de la politique de tarifs d'achat, ce qui peut entraîner une augmentation des coûts totaux de la politique pour le pays. Deuxièmement, les dispositions relatives au contenu local obligent les décideurs politiques à préciser des centaines de détails techniques, ainsi que des spécifications et exonérations réglementaires : il s'agit d'offrir des explications et des conseils aux investisseurs ainsi qu'aux fabricants souhaitant obtenir des certifications pour être admissibles au programme. Même avec un tel niveau de détail, les investisseurs ainsi que les administrateurs peuvent se perdre dans la complexité de la politique et la Tunisie pourrait perdre des investisseurs potentiels attirés par des marchés moins encombrants. Troisièmement, il est important de souligner que la plupart des emplois liés au développement des énergies renouvelables ne se situent pas dans le secteur de la fabrication, en particulier s'agissant du secteur de l'énergie solaire PV : la plupart des emplois se trouvent dans le secteur des services, de l'installation, de l'ingénierie, de l'électricité et dans les secteurs de détail associés. En outre, lorsque les projets sont pris en charge localement, il existe également des effets multiplicateurs sur l'économie, dans la mesure où les citoyens et les propriétaires d'entreprises locaux disposent de plus de revenus à réinvestir dans l'économie. Finalement, l'imposition de normes de contenu local risque d'augmenter les coûts de la politique, en diminuant la concurrence et en excluant les producteurs et les produits les moins coûteux.

Par conséquent, en vue des problèmes qui se posent à différents pays du monde sur cette question, de la complexité supplémentaire apportée par l'administration d'une politique de contenu local et des avantages économiques incertains d'une telle approche, il est recommandé à la Tunisie d'éviter d'adopter à ce stade des exigences de contenu local. La politique éprouvera un plus grand succès et arrivera à encourager de plus importantes retombées économiques si elle maximise l'appartenance locale des projets et minimise les barrières à l'investissement, telles que les barrières administratives et réglementaires. Par ailleurs, une politique retardée par des débats à l'OMC créera moins d'impacts économiques positifs pour la Tunisie qu'une politique sans clauses de contenu local qui éprouve un succès réel sur terre.

45 REN21. (2012). *Renewables 2012: Global Status Report*. Paris, France : Secrétariat du REN21.

4.10 MÉCANISMES DE RÉVISION ET D'AJUSTEMENT DES TARIFS D'ACHAT

Toutes les politiques de tarifs d'achat doivent être ajustées au fil du temps pour rester en phase avec des conditions de marché changeantes, pour maintenir des niveaux de tarifs reflétant les coûts et pour s'adapter à l'évolution des priorités politiques. Il est ainsi recommandé à la Tunisie d'intégrer également à sa politique de tarifs d'achat des mécanismes clairs de révision et d'ajustement.

Étant donné que les tarifs d'achat de la Tunisie auront des plafonds de capacité par ressource, les plafonds et les prix de tarifs d'achat devraient être révisés chaque année sur la base des niveaux de développement du marché ainsi que des retours des développeurs. Pendant ce processus de révision annuel, les décideurs politiques devraient s'intéresser aux ajustements nécessaires s'agissant des niveaux de tarifs, ainsi qu'aux niveaux de dégressivité éventuellement requis suite à des changements de coût des technologies ou à une saturation du marché. Des révisions plus larges du programme peuvent être menées tous les deux ans, voire tous les trois ans, afin d'examiner un ensemble plus vaste de problèmes liés à la politique de tarifs d'achat. Cette révision 'programmatique' peut être utilisée pour envisager des modifications de politique plus importantes (par ex. : intégrer de nouvelles technologies, ajouter des éléments aux contrats de tarifs d'achat, etc.).

Comme le souligne la Deutsche Bank's Climate Change Advisors (DBCCA), pour réaliser des investissements initiaux et assumer les risques associés au développement des énergies renouvelables, les investisseurs exigent des politiques de tarifs d'achat de la transparence, de la durabilité et de la certitude.⁴⁶ C'est pourquoi, les mécanismes de révision et d'ajustement de l'ensemble des tarifs d'achat de la Tunisie doivent être présentés clairement et expliqués de manière à ce que les investisseurs comprennent quand des changements peuvent se produire et quels sont les éléments concernés (ainsi que ceux qui ne le sont pas) par chaque révision de politique. De plus, le calendrier du processus de révision, de l'annonce des changements et de la mise en place effective des changements doit être clair pour tous les intervenants. Il est également nécessaire de prévoir la possibilité de processus formels afin d'impliquer les divers participants. Ces processus pourraient prendre la forme de réunions publiques, de tables rondes, d'enquêtes en ligne ou de processus de dialogue formel avec tous les participants. L'adoption de l'approche la plus ouverte aidera à garantir que le processus de révision de la politique soit collaboratif et constructif et qu'il mène à des résultats durables et légitimes.

46 DBCCA, 2011 :

https://www.dbadvisors.com/content/_media/1196_Paying_for_Renewable_Energy_TLC_at_the_Right_Price.pdf

RÉSUMÉ DES RECOMMANDATIONS

Aspect de la conception des tarifs d'achat	Détails
Intégration aux objectifs de la politique	Permettra à la Tunisie d'atteindre son objectif de 30 % d'énergies renouvelables d'ici 2013, tel qu'exposé dans la stratégie énergétique nationale.
Éligibilité	Énergie solaire PV, Centrale solaire thermodynamique - miroir avec 6 heures de stockage, Centrale solaire thermodynamique - miroir sans stockage, énergie éolienne, biogaz (possibilité de biomasse)
Différenciation des tarifs	Chaque technologie est différenciée selon sa taille : Solaire PV (≤ 10 kW ; 10 kW-1 MW ; 1-10 MW ; 10-100 MW) ; Centrale solaire thermodynamique - miroir avec 6 heures de stockage ; Centrale solaire thermodynamique - miroir sans stockage (10-100MW) ; Énergie éolienne (1-10 MW ; 10-100 MW) Biogaz (50 kW-250 kW ; 250 kW-500 kW ; 500 kW-2 MW ; 2-5 MW ; 5-15 MW).
Différenciation par la qualité des ressources	Les tarifs sont conçus de façon agressive pour que les sites ayant les ressources les plus productives et optimales soient également les sites les plus compétitifs pour les investisseurs.
Plafonds de capacité	<p>Les plafonds de capacité devraient être reportés sur l'année suivante.</p> <p>Plafonds de capacité annuels</p> <p>Solaire PV ≤ 10 kW : 24 MW</p> <p>Solaire PV 10 kW- 1MW : 24 MW</p> <p>Solaire PV 1-10 MW : 24 MW</p> <p>Solaire PV 10-100MW : 36 MW</p> <p>Plafonds de capacité tri-annuels</p> <p>Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage : 100 MW</p> <p>Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage : 0 MW</p> <p>Éolienne 1-10 MW : 86 MW</p> <p>Éolienne 10-100 MW : 172 MW</p> <p>Biogaz 50 kW-250 kW : 17 MW</p> <p>Biogaz 250 kW-500 kW : 22 MW</p> <p>Biogaz 500 kW-2 MW : 13 MW</p> <p>Biogaz 2-5 MW : 4 MW</p> <p>Biogaz 5-15 MW : 11 MW</p>
Païement basé sur	Les coûts de production
Durée du paiement	20 ans

Structure du paiement	Des tarifs nivelés avec l'indexation d'un certain pourcentage du taux de tarif sur l'inflation.
Recouvrement des coûts	Possibilité d'utiliser plusieurs méthodes : 1) Payer la politique directement avec des fonds publics ; 2) Utiliser un prélèvement spécial sur les carburants fossiles pour subventionner la politique ; 3) Répercuter une partie des coûts sur les consommateurs d'électricité
Garantie de raccord	Les générateurs ont le droit d'être raccordés. Les générateurs doivent satisfaire les exigences techniques.
Coûts de raccord	Les générateurs supportent la charge de tous les coûts associés au raccord au point le plus proche des systèmes de transport et de distribution. Le fournisseur d'électricité supporte la charge des coûts de renforcement et de modernisation du réseau nécessaires pour maintenir la fiabilité du système.
Exigences d'achat et de répartition	« Take or pay ». Selon ce procédé, l'exploitant du réseau doit accepter toute l'électricité produite. Si cela n'est pas possible dû aux embouteillages dans le réseau, par exemple, toute l'électricité produite doit tout de même être rémunérée. Le fournisseur d'électricité a alors la charge de gérer les provisions pour limiter les cas d'embouteillage (i.e. 'curtailment').
Quantité achetée	100%
Entité qui achète	Société Tunisienne d'Électricité et du Gaz (STEG)
Ajustements	Les tarifs sont ajustés tous les ans pour refléter l'inflation et les baisses de tarif
Type de contrat	Contrat PPA normalisé
Devise de paiement	Dinars tunisiens (TND)

CONCLUSION

Le rapport actuel a compris quatre composantes :

- I. une analyse détaillée des options pour la conception d'une politique de tarifs d'achat pour la Tunisie ;
- II. une analyse financière des tarifs d'achat requis, y inclus une analyse détaillée de la dégressivité ;
- III. une analyse d'impacts économiques axée spécifiquement sur les coûts de la politique par rapport au scénario de base ; et finalement
- IV. une série de recommandations pour la conception et l'administration de la politique.

Le but ultime de l'étude est d'alimenter un discours au sujet des impacts annuels et cumulatifs de la stratégie du mix énergétique de la Tunisie et de fournir des données précises qui seront utiles dans le processus décisionnel. Bien qu'il soit impossible d'effectuer un survol complet de l'étude, certains points saillants méritent d'être soulignés :

- le prix futur du gaz naturel joue un rôle déterminant dans l'analyse des impacts. **Si le prix du gaz augmente tel qu'indiqué dans certains scénarios, les énergies renouvelables deviennent rapidement moins dispendieuses que le gaz naturel.** Il est donc important de considérer autant les coûts que les *risques* des différentes stratégies.
- Lorsque l'on considère les coûts annuels et cumulatifs de la stratégie dans le scénario moyen, il est clair que **la majorité des surcoûts dans chacun des différents scénarios examinés est attribuable au CSP.** Dans l'analyse des surcoûts annuels, le CSP représente environ 66% des coûts totaux en 2030 (déjà 51% en 2020); dans l'analyse des surcoûts cumulatifs d'ici 2030, le CSP représente environ 87% des coûts totaux de la stratégie en 2030 (déjà 59% en 2020). Cela indique que les surcoûts de la stratégie pourraient être atténués en transférant une part de la capacité présentement allouée au CSP aux autres technologies, ou en différant le développement du CSP de quelques années afin que les coûts puissent baisser davantage.
- Le cadre réglementaire actuel en Tunisie n'est pas propice à l'établissement de producteurs indépendants : afin que la stratégie du mix énergétique soit un succès, cela doit changer. Afin de s'assurer que la stratégie éprouve un succès, **la Tunisie bénéficierait de l'établissement d'une agence spécifiquement dédiée à l'administration de la stratégie énergétique ainsi qu'une agence pour gérer de façon indépendante le raccord au réseau, ainsi que son ralongement.**
- Finalement, il nous faut également souligner que puisque les derniers contrats ne seront signés qu'en 2029, et que ces contrats dureront jusqu'à 20 ans, **une part importante des épargnes et**

des surcoûts n'aura lieu qu'après 2030. Dans un avenir où le prix du gaz naturel peut autant bien augmenter ou baisser, et où la fiabilité de l'offre peut se faire rapidement minée ou améliorée par les développements internationaux, la Tunisie devrait évaluer les impacts dans un sens élargi, en considérant les risques et les vulnérabilités inhérents aux différentes stratégies.

Bien que la conception de la politique demeure très importante, deux facteurs prépondérants demeurent essentiels dans le succès de la stratégie énergétique : une approche collaborative auprès du peuple tunisien et des divers intervenants, et l'appui soutenu de la part des décideurs. Ces deux éléments clés seront essentiels afin que la Tunisie réussisse à se forger un avenir énergétique plus diversifié et durable.

ANNEXE A : HYPOTHÈSES ET DONNÉES DE COÛTS DE LA POLITIQUE

Les données et hypothèses suivantes ont été utilisées dans les calculs de coûts de la politique. Les données introduites sont basées sur l'analyse internet de MCG et sur une étude comparative internationale, à moins qu'une autre source ne soit explicitement citée.

HYPOTHÈSES

Les hypothèses suivantes ont été émises dans tous les scénarios :

1. **Toutes les nouvelles capacités conventionnelles** ajoutées entre 2009 et 2030 **renvoient à une production cycle combiné gaz naturel**.
2. On suppose que la **première année de mise en vigueur des tarifs d'achat** est 2013.
3. **Le postulat d'une distribution linéaire de la nouvelle production est retenu**. En d'autres termes, on suppose que le nombre de nouvelles capacités ajoutées pour une technologie et une catégorie de taille données sera le même chaque année entre 2013 et 2030, jusqu'à ce que les objectifs de capacité soient atteints en 2030. Ainsi, il n'est pas nécessaire de présupposer arbitrairement des extensions différentes pour chaque année. Une telle hypothèse aurait déformé les impacts de coûts de la politique en raison des mécanismes de tarifs d'achat dégressifs.

ENTRÉES RELATIVES À LA CAPACITÉ EN 2030

Tableau 21 démontre la capacité totale installée (MW) en 2030, répartie selon les différentes technologies et tailles de projets. Il démontre également les projets développés dans le cadre de la politique de tarifs d'achat ainsi que ceux développés dans le cadre d'appels d'offres (AO).

Tableau 21 - Objectif de capacité pour 2030 par technologie et catégorie de taille (MW)⁴⁷

Réalisation grâce aux tarifs d'achat ou au CPP ?	Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10-100 MW)	Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10-100 MW)	Biogaz (50 kW-250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)
TARIFS D'ACHAT	508	484	462				545		50	66	38	12	32
CPP				662	576			1 032					

Le Tableau 22 montre la nouvelle capacité renouvelable et conventionnelle (cycle combiné gaz) qui devrait être ajoutée d'ici 2030. Dans le cas de base BAU, on suppose que la nouvelle production d'énergie renouvelable est entièrement composée d'importants projets d'énergie éolienne (>10 MW).

Tableau 22 – Total des ajouts de capacité de production renouvelable et conventionnelle d'ici 2030 (MW)

Scénario	Renouvelable	Gaz CC	Total
<i>Cas de base BAU</i>	359	3 656	4 015
<i>Scénario 1 : objectifs d'ER atteints à 100 % avec les tarifs d'achat</i>	4 466	2 784	7 250
<i>Scénario 2 : objectifs d'ER atteints avec les tarifs d'achat pour les petits et moyens projets uniquement</i>	4 466	2 784	7 250
<i>Scénario 3 : objectifs d'ER atteints avec les tarifs d'achat pour les moyens projets (micro exclu)</i>	3 958	2 784	6 742

Par souci de simplicité, on suppose que les nouveaux ajouts de capacité sont intégrés à un rythme constant. Par exemple, la capacité de gaz naturel de 3 656 MW du cas de base BAU a été répartie de manière égale entre 2009 et 2030, de manière à anticiper une incorporation de 166 MW de capacité chaque année.⁴⁸

⁴⁷ D'après les discussions menées auprès des partenaires tunisiens et de la GIZ. 1 287 MW de PV de petite et moyenne échelle a été divisé en parts égales par catégories de tailles.

ENTRÉES RELATIVES À LA PERFORMANCE DES PROJET

Pour déterminer la production annuelle à partir des ajouts de capacité mentionnés ci-dessus, il est nécessaire d'émettre des hypothèses portant sur la performance des projets d'énergie renouvelable. Ces hypothèses comprennent des facteurs de capacité propres à chaque technologie⁴⁹ (et, dans le cas du PV, des facteurs de dégradation de la production)⁵⁰, illustrés dans le Tableau 23 et dans le Tableau 24, respectivement.

Tableau 23 – Facteurs de capacité (%)

Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10-100 MW)	Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10-100 MW)	Biogaz (50 kW-250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)	Gaz CC
20 %	21 %	22 %	23 %	38 %	27 %	36 %	38 %	55 %	55 %	60 %	60 %	65 %	80 %

Tableau 24 - Hypothèses de dégradation de la production (%/an)

Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10-100 MW)	Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10-100 MW)	Biogaz (50 kW-250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)	Gaz CC
0,5 %	0,5 %	0,5 %	0,5 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %	0 %

ENTRÉES RELATIVES AU COÛTS DE PRODUCTION

Le **coût de production de la première année** associé à l'électricité produite par la nouvelle capacité est calculé pour chaque technologie, chaque année. Dans le cas d'une technologie admissible aux tarifs d'achat, on suppose que le coût de production correspond au taux de tarifs d'achat

48 La production d'énergie renouvelable financée par tarifs d'achat ou par CPP a été répartie entre 2013 et 2030 pour refléter le fait qu'aucun des deux programmes n'entrera en vigueur avant 2013 (au plus tôt).

49 Le « facteur de capacité » renvoie à la relation entre la puissance installée d'un système (par ex. : 100 kW) et l'électricité réellement produite après la prise en compte du caractère intermittent des ressources, des temps d'arrêt, etc.

50 La dégradation de la production renvoie au pourcentage de baisse annuelle de production due à une dégradation de l'équipement physique. Le PV est la seule technologie susceptible de se dégrader.

(car les tarifs d'achat sont fixés d'après une méthodologie basée sur les coûts). Le coût de l'électricité obtenue par le CPP est calculé de la même manière, en utilisant une analyse basée sur les coûts qui suppose un coût installé inférieur mais un rendement espéré des capitaux propres plus élevé.⁵¹ Les hypothèses de coûts de production pour la première année sont exposées dans le Tableau 25. Veuillez noter qu'elles sont généralement les mêmes dans tous les scénarios. Toutefois, des coûts plus élevés sont supposés pour les projets d'énergie solaire PV les plus importants, dans les cas où ils seraient soumis au processus de CPP et non aux tarifs d'achat. On suppose en effet que ces projets encourront une exigence de retour sur capitaux propres plus élevée en raison de l'incertitude du processus de CPP.

Tableau 25 - Coûts de production de la première année (TND de 2012/MWh)

Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10-100 MW)	Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10-100 MW)	Biogaz (50 kW-250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)	Gaz CC52
Cas de base BAU													
							148						124
Scénario 1 : objectifs d'ER atteints à 100 % avec les tarifs d'achat													
367	306	266	252	485	608	164	148	275	264	226	207	177	124
Scénario 2 : objectifs d'ER atteints avec les tarifs d'achat pour les petits et moyens projets uniquement													
367	306	266	252	485	608	164	148	275	264	226	207	177	124
Scénario 3 : objectifs d'ER atteints avec les tarifs d'achat pour les moyens projets uniquement (micro exclu)													
367	306	266	252	485	608	164	148	275	264	226	207	177	124

Ces coûts de production s'appliquent à la production de la première année pour chaque technologie. Cependant, les coûts des années suivantes varieront, aussi bien pour les projets entrant en vigueur que pour ceux installés au cours des années précédentes et qui continuent de recevoir des paiements de tarifs d'achat pour leur production d'électricité. Voici les modifications annuelles qui ont été prises en compte dans l'analyse :

⁵¹ Les coûts installés et de fonctionnement plus bas sont dus aux économies d'échelle associées à des installations plus importantes. L'exigence de retour sur capitaux propres plus élevée est liée au risque anticipé par les investisseurs les plus importants du fait de l'incertitude associée au processus d'approvisionnement concurrentiel.

⁵² Étude du bouquet énergétique, p. 74. Converti en TDN à partir des coûts de production de 2010.

- » **Les projets admissibles aux tarifs d'achat pourront recevoir des paiements plus élevés pour chaque année suivante du contrat.** Par exemple, le développeur d'un projet installé en 2013 recevrait un paiement par MWh plus élevé en 2014 qu'en 2013.⁵³ Cette augmentation a été indexée à l'inflation et appliquée à seulement une partie du paiement du contrat, selon les meilleures pratiques internationales. Les entrées d'indexation de contrat sont montrées dans le Tableau 26.
- » **Les nouveaux projets admissibles aux tarifs d'achat reçoivent généralement un taux de tarifs d'achat plus bas** que les projets précédents, en vertu des taux de tarifs d'achat dégressifs. Les taux de dégressivité varient selon les trois scénarios de coût de l'électricité, comme présenté du Tableau 27 au 29.
- » **Les coûts de production du gaz naturel augmentent au fil du temps** en raison de l'augmentation prévue des prix du gaz naturel au niveau mondial, comme l'indique l'étude du mix énergétique. Les trajectoires de prix du gaz naturel varient selon les trois scénarios de coût de l'électricité, comme présenté du Tableau 27 au 29.

Tableau 26 – Inflation et part du contrat indexée sur l'inflation

	Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10- 100 MW)	Centrale solaire thermody- namique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermo- dynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolien ne (10- 100 MW)	Biogaz (50 kW- 250 kW)	Biogaz (250 kW- 500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)
Inflation	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %	4 %
Part du contrat indexée	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %	5 %	5 %	10 %	10 %	10 %	10 %	10 %

⁵³ Cette technique de conception de tarifs d'achat appelée « indexation des paiements du contrat » est un mécanisme utilisé pour contrôler l'inflation et assurer que les développeurs reçoivent des paiements qui couvrent leurs coûts en termes réels, et non pas seulement en termes nominaux.

Tableau 27 - Dégressivité des tarifs d'achat et trajectoire du prix du gaz naturel dans le scénario de coûts de l'électricité A

Année	Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1-10 MW)	Solaire PV (10-100 MW)	Centrale solaire thermodynamique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermodynamique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne (1-10 MW)	Éolien (10-100 MW)	Biogaz (50 kW-250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW-5 MW)	Biogaz (5 MW-15 MW)	Gaz CC54
2014	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2015	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2016	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2017	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2018	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2019	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2020	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-1,1 %
2021	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2022	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2023	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2024	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2025	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2026	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2027	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2028	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2029	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %
2030	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	0,0 %	-0,8 %

54 Calculé sur la base du rapport entre les coûts de production compris dans l'étude du bouquet énergétique (p. 74) et les augmentations du prix du gaz (p. 26 - scénario bas).

Tableau 28 - Dégressivité des tarifs d'achat et trajectoire du prix du gaz naturel dans le scénario de coût de l'électricité B

Année	Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1- 10 MW)	Solaire PV (10- 100 MW)	Centrale solaire thermique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10- 100 MW)	Biogaz (50 kW- 250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW- 5 MW)	Biogaz (5 MW- 15 MW)	Gaz CC55
2014	-12,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-8,5 %	-8,5 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2015	-11,0 %	-11,0 %	-11,0 %	-11,0 %	-8,5 %	-8,5 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2016	-10,0 %	-10,0 %	-10,0 %	-10,0 %	-4,9 %	-4,9 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2017	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,9 %	-4,9 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2018	-8,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-4,9 %	-4,9 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2019	-7,0 %	-7,0 %	-7,0 %	-7,0 %	-4,9 %	-4,9 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2020	-6,0 %	-6,0 %	-6,0 %	-6,0 %	-4,9 %	-4,9 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	1,8 %
2021	-5,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2022	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2023	-3,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2024	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2025	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-3,0 %	-3,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2026	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-2,6 %	-2,6 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2027	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-2,6 %	-2,6 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2028	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-2,6 %	-2,6 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2029	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-2,6 %	-2,6 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %
2030	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-2,6 %	-2,6 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	-1,0 %	0,7 %

55 Calculé sur la base du rapport entre les coûts de production compris dans l'étude du bouquet énergétique (p. 74) et les augmentations du prix du gaz (p. 26 - scénario moyen).

Tableau 29 - Dégressivité des tarifs d'achat et trajectoire du prix du gaz naturel dans le scénario de coût de l'électricité C

Année	Solaire PV (≤ 10kW)	Solaire PV (10 kW - 1 MW)	Solaire PV (1- 10 MW)	Solaire PV (10- 100 MW)	Centrale solaire thermique - Miroir avec 6 heures de stockage	Centrale solaire thermique - Miroir sans stockage	Énergie éolienne - (1-10 MW)	Éolienne (10- 100 MW)	Biogaz (50 kW- 250 kW)	Biogaz (250 kW-500 kW)	Biogaz (500 kW-2 MW)	Biogaz (2 MW- 5 MW)	Biogaz (5 MW- 15 MW)	Gaz CC56
2014	-20,0 %	-20,0 %	-20,0 %	-20,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2015	-19,0 %	-19,0 %	-19,0 %	-19,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2016	-18,0 %	-18,0 %	-18,0 %	-18,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2017	-17,0 %	-17,0 %	-17,0 %	-17,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2018	-16,0 %	-16,0 %	-16,0 %	-16,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2019	-15,0 %	-15,0 %	-15,0 %	-15,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2020	-14,0 %	-14,0 %	-14,0 %	-14,0 %	-8,0 %	-8,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	7,1 %
2021	-13,0 %	-13,0 %	-13,0 %	-13,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2022	-12,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-12,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2023	-11,0 %	-11,0 %	-11,0 %	-11,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2024	-10,0 %	-10,0 %	-10,0 %	-10,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2025	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-5,0 %	-5,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2026	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2027	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2028	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2029	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %
2030	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-9,0 %	-4,0 %	-4,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	-2,0 %	1,5 %

56 Calculé sur la base du rapport entre les coûts de production compris dans l'étude du bouquet énergétique (p. 74) et les augmentations du prix du gaz (p. 26 - scénario haut).

ANNEXE B: HYPOTHÈSES ET DONNÉES RELATIVES À L'IMPACT SUR LES USAGERS

Les données relatives à la consommation d'électricité la première année (2009) ont été tirées de l'étude du mix énergétique et sont reprises dans le Tableau 30.

Tableau 30 - Consommation d'électricité, exonérations et taux de croissance par secteur

	Résidentiel	Commercial	Industriel
Consommation de 2009 (GWh) ⁵⁷	3 291	3 554	6 168
Consommation de 2009 exonérée des augmentations de taux (GWh) ⁵⁸	66	496	2 891
Taux de croissance annuel entre 1999 et 2009 ⁵⁹	6,0 %	5,1 %	3,5 %
Taux au détail de 2010 (TND/MWh)	135	117	104

Les augmentations de tarifs BAU ont été dérivées selon une indexation de 75% au prix du carburant, et 25% au taux d'inflation (présupposée à 4%). Les taux d'augmentation annuels des tarifs sont démontrés dans le tableau 31 ci-dessous.

Tableau 31 - Taux de l'électricité au détail et taux de croissance prévu

	Bas	Moyen	Élevé
Augmentation annuelle prévue –2010-2020	0,2%	2,4 %	6,3 %
Augmentation annuelle prévue – 2020-2030	0,4%	1,5%	2,2%

⁵⁷ Étude du mix énergétique, p. 36. Le secteur des transports est compris dans Industriel. Le secteur commercial comprend le tertiaire et l'agriculture.

⁵⁸ Liste des établissements assujettis (référence à la consommation résidentielle exonérée comme représentant 2 % du total) ; RÉUNION DES COMITÉS D'ÉTUDES DE L'UPDEA.

18 -19 février 2010. COMITÉ N°5 : FINANCEMENT ET RESTRUCTURATION DU SECTEUR DE L'ÉLECTRICITÉ EN AFRIQUE. La mise en œuvre des Tarifs Sociaux. œuvre Cas de la STEG

⁵⁹ Étude du mix énergétique, p. 36.

BIBLIOGRAPHIE

AIE (2010). 'Technology Roadmap : Concentrating Solar Power,' International Energy Agency, Paris.

Brand, B., Stambouli, A. B., Zejli, D., (2012). 'The value of dispatchability of CSP plants in the electricity systems of Morocco and Algeria,' Energy Policy, 47, 321-331.

Couture, T., Cory, K. Kreyzik, C. Williams, E. (2010). A Policymaker's Guide to Feed-In Tariff Design. TP-6A2 44849. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory (NREL), Available at: <http://www.nrel.gov/docs/fy10osti/44849.pdf>

Couture T., Gagnon Y. (2010). An Analysis of Feed-in Tariff Policy Designs: Impacts on Renewable Energy Investment, Energy Policy, 38: (2), 955-965.

Diekmann, J., Kemfert, C., Neuhoﬀ, K., (2012). The proposed adjustment of Germany's Renewable Energy Law – A critical assessment, DIW Economic Bulletin, June. Available at: http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.401744.de/diw_econ_bull_2012-06-1.pdf

Greenpeace (2009). Concentrating Solar Power : Global Outlook 2009, Greenpeace, ESTELA and SolarPaces. Available at : <http://www.greenpeace.org/international/en/publications/reports/concentrating-solar-power-2009/>

Hernandez-Moro, J., Martinez-Duart, J. M., (2012). 'CSP electricity cost evolution and grid parities based on the IEA roadmaps,' Energy Policy, 41, 184-192

IPCC (2011). IPCC Special Report on Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation. In Edenhofer, O., (Eds.), Cambridge University Press, Cambridge.

Lilliestam, J., Bielicki, J.M., Patt, A.G., (2011). 'Comparing carbon capture and storage (CCS) with concentrating solar power (CSP) : Potentials, costs, risks, and barriers,' Energy Policy, 47, 447-455.

Peters, M., Schmidt, T.S., Wiederkehr, D., Schneider, M., (2011). 'Shedding light on solar technologies : A techno-economic assessment and its policy implications,' Energy Policy, 39, 6422-6439.

Trieb, F., Müller-Steinhagen, H., Kern, J., (2011). 'Financing concentrating solar power in the Middle East and North Africa : Subsidy or investment?' Energy Policy, 39, 307-317.

Viebahn, P., Lechon, Y., Trieb, F., (2011). 'The potential role of concentrated solar power (CSP) in Africa and Europe : A dynamic assessment of technology development, cost development and life cycle inventories until 2050,' Energy Policy, 39, 4420-4430.

Bürer, M. J., and Wüstenhagen, R., (2009). Which Renewable Energy Policy Is a Venture Capitalist's Best Friend? Empirical Evidence from a Survey of International Cleantech Investors. *Energy Policy*, 37(12), 4997- 5006.

Casado, P., (2009). Register of pre-pay for solar photovoltaic electricity (MITYC). Spain, June 4. Available at: <http://www.epractice.eu/en/cases/prefo>.

Clifford Chance,(2008). The Main Legislative Changes Introduced by Royal Decree 1578/2008. October. Available at: http://www.cliffordchance.com/publicationviews/publications/2010/09/the_main_legislativechangesintroducedbyroya.html.

Couture, T., & Gagnon, Y., (2010). An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy*, 38(2), 955-965.

Cory, K., Couture, T.D., (2009). Feed-in-Tariff Policy Design, Implementation, and RPS Policy Interactions, National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-6A2-45551. Golden, CO. Available at: www.nrel.gov/docs/fy09osti/45551.pdf,

DB Climate Change Advisors (DBCCA), (2009). Paying for renewable energy: TLC at the right price - Achieving scale through efficient policy design. New York, NY: The Deutsche Bank Group. Available at: http://www.dbcca.com/dbcca/EN/ media/Paying_for_Renewable_Energy_TLC_at_the_Right_Price.pdf

DB Climate Change Advisors (DBCCA), (2011a). The German feed-in tariff for PV: Managing volume success with price response. New York, NY: Deutsche Bank Group. Available at: http://www.dbcca.com/dbcca/EN/ media/German_FIT_for_PV.pdf

DB Climate Change Advisors (DBCCA), (2011b). GET FIT Applicability for East Africa. New York, NY: Deutsche Bank Group.

Desertec (2012). <http://www.desertec.org/concept/>

Germany,(2007). EEG Progress Report. Berlin, Germany: Bundesministerium fürUmwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit.

Germany, Renewable Energy Sources Act (RES Act), (2000). "Act on Granting Priority to Renewable Energy Sources," Federal Ministry for the Environment, Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU). Available at: <http://www.wind-works.org/FeedLaws/Germany/GermanEEG2000.pdf>

Germany, Stromeinspeisungsgesetz (StrEG) (1990). Germany's Act on Feeding Renewable Energies into the Grid," Federal Law Gazette I, p. 2663, unofficial translation, December 7, 1990.Available at: <http://wind-works.org/FeedLaws/Germany/ARTsDE.html>

International Energy Agency – Renewable Energy Technology Deployment (IEA-RETD), (2012). *Renewable Energies for Remote Regions and Islands*, Available at: <http://iea-retd.org/wp-content/uploads/2012/06/IEA-RETD-REMOTE.pdf>

International Energy Agency (IEA), (2008). Deploying Renewables: Principles for Effective Policies, ISBN 978-92-64-04220-9. Available at: <http://www.iea.org/Textbase/npsum/DeployRenew2008SUM.pdf>

Jacobs, D. (2012). Renewable Energy Policy Convergence in the EU: The Evolution of Feed-in Tariffs in Germany, Spain and France, Ashgate Publishing Co.

Jacobs, D., & Pfeiffer, C. (2009). Combining tariff payment and market growth. *PV Magazine*, May, 20-24.

Klein, A., Merkel, E., Pfluger, B., Held, A., Ragwitz, M., Resch, G., Busch, S., (2010). Evaluation of different feed-in tariff design options: Best Practice Paper for the International Feed-in Cooperation, 3rd Edition, December. Available at: http://www.feed-in-cooperation.org/wDefault_7/download-files/research/Best_practice_Paper_3rd_edition.pdf

Kreycik, C., Couture, T. D., & Cory, K. S. (2011). Innovative feed-in tariff designs that limit policy costs. Golden, CO: National Renewable Energy Laboratory.

Lechtenböhmer et al. (2012). Étude Stratégique du Mix Énergétique pour la Production d'Électricité en Tunisie, Final Report, *Wuppertal Institute & Alcor*, April 2012.

Lovins, A., et al. (2002). Small is Profitable: The Hidden Economic Benefits of Making Electrical Resources the Right Size. Rocky Mountain Institute (RMI), Snowmass, CO. November 2002.

Mendonça, M., Lacey, S., Hvelplund, F., (2009a). Stability, participation and transparency in renewable energy: Lessons from Denmark and the United States, " *Policy and Society*, 27(4), 379-398.

Mendonça, M., Jacobs, D., & Sovacool, B. (2009b). Powering the green economy: The feed-in tariff handbook. London: Earthscan.

Nova Scotia (2012). "Community Feed-in Tariff Program: Background" N.S. Department of Energy, Available at: http://nsrenewables.ca/sites/default/files/comfit_background.pdf

Rickerson, W., Flynn, H., Hanley, C., Jacobs, D., & Solano-Peralta, M. (2010). Fiscal and non-fiscal incentives for adopting renewable energy: Feed-in tariffs in Latin America and the Caribbean. Washington, DC: Inter-American Development Bank.

Rickerson, W., Laurent, C., Jacobs, D., Dietrich, C., Hanley, C., (2012). Feed-in tariff as a policy instrument for promoting renewable energies and green economies in developing countries, United Nations Environment Programme (UNEP). Available at: http://www.unep.org/pdf/UNEP_FIT_Report_2012F.pdf

Wilke, M. (2011). Feed-in tariffs for renewable energy and WTO subsidy rules (Issue Paper No. 4). Geneva, Switzerland: International Centre for Trade and Sustainable Development Global Platform on

Woolf and Halpern, (2001). Integrating Independent Power Producers into Competitive Electricity Markets, World Bank Report.